

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales  
2016-2017

*Trabajo Fin de Grado*

# Estudio sobre la implantación de la tecnología maremotérmica

---

Raúl Gil Alba

Tutor: Javier Villa Briongos

Leganés, Septiembre de 2017



Esta obra se encuentra sujeta a la licencia Creative Commons **Reconocimiento – No Comercial – Sin Obra Derivada**



## Agradecimientos

*A mis padres y mi hermano Alejandro, por su apoyo, cariño y comprensión.*

*A mis familiares y amigos, por haber compartido conmigo los momentos más difíciles y a su vez los más felices.*

*A mis profesores, y en especial a mi tutor Javier, por compartir conmigo todo su conocimiento y guiarme en la elaboración de este trabajo.*

*Muchas gracias a todos.*

## ÍNDICE

Introducción y objetivos.....	1
Capítulo 1. Introducción a la energía maremotérmica .....	2
1.1. Contexto energético.....	2
1.2. Evolución histórica .....	7
Capítulo 2. Tecnología y generación de energía maremotérmica .....	10
2.1. Origen de la energía maremotérmica .....	10
2.2. Usos secundarios de la energía maremotérmica .....	11
2.2.1. Aire acondicionado.....	11
2.2.2. Agua para consumo humano .....	12
2.2.3. Piscicultura .....	12
2.2.4. Agricultura.....	12
2.3. Tipos de sistemas OTEC en función del ciclo termodinámico utilizado .....	12
2.3.1. Sistemas OTEC de ciclo cerrado .....	12
2.3.2. Sistemas OTEC de ciclo abierto .....	13
2.3.3. Sistemas OTEC de ciclo híbrido .....	15
2.4. Componentes presentes en las plantas de energía maremotérmica .....	16
2.4.1. Fluidos de trabajo.....	16
2.4.2. Turbinas.....	18
2.4.3. Evaporadores y condensadores .....	18
2.4.4. Bombas.....	19
2.4.5. Tuberías.....	19
2.4.6. Cables submarinos .....	20
Capítulo 3. Localización de las plantas de energía maremotérmica.....	21
3.1. Ubicación y características del emplazamiento .....	21
3.2. Alternativas de localización.....	22
3.2.1. Plantas en tierra firme, o cercanas a la costa .....	22
3.2.2. Plantas montadas en plataformas .....	23
3.2.3. Plantas flotantes en aguas oceánicas profundas .....	23
Capítulo 4. Impacto de las plantas de energía maremotérmica .....	25
4.1. Impacto ambiental .....	25
4.2. Impacto socioeconómico .....	26
4.3. Viabilidad.....	26
4.3.1. Viabilidad técnica .....	26
4.3.2. Viabilidad económica .....	26

4.4. Riesgo de accidentes .....	27
Capítulo 5. Caso de estudio.....	28
5.1. Localización de la planta. Puerto Rico.....	28
5.2. Mix energético en Puerto Rico .....	30
5.3. Estudio de los parámetros que influyen en la viabilidad de la planta .....	32
5.3.1. Geología .....	32
5.3.2. Gradiente de temperaturas oceánicas.....	33
5.3.3. Salinidad .....	35
5.3.4. Densidad.....	36
5.3.5. Meteorología.....	36
5.3.6. Circulación de las corrientes marinas .....	38
5.3.7. Estudio fotobiológico .....	38
5.3.8. Características químicas.....	38
5.3.9. Características biológicas .....	40
5.4. Tipo de planta de energía maremotérmica propuesta .....	41
5.5. Diseño de la planta y estudio termodinámico de la misma .....	42
5.5.1. Parámetros de diseño .....	42
5.5.2. Hipótesis previas .....	43
5.5.3. Estudio termodinámico de la planta .....	44
5.5.4. Estudio y diseño de los componentes presentes en la planta .....	50
5.5.4.1. Fluido de trabajo .....	50
5.5.4.2. Evaporador y condensador .....	50
5.5.4.3. Ciclo de desalinización .....	54
5.5.4.4. Tubería de captación de agua fría.....	55
5.5.4.5. Turbinas.....	56
5.5.4.6. Bombas.....	57
5.6. Marco regulador.....	59
5.7. Estudio socioeconómico.....	59
Conclusiones .....	65
ANEXO I: Correlaciones necesarias para el diseño del evaporador de placas .....	66
ANEXO II: Correlaciones necesarias para el diseño del evaporador tubo-carcasa .....	70
ANEXO III: Correlaciones necesarias para el diseño del condensador.....	73
Referencias.....	75

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Central Mareomotriz de La Rance, Francia. ....	3
Figura 2. Pelamís [2]. ....	4
Figura 3. Fenómeno de ósmosis. ....	5
Figura 4. Mecanismos de obtención de energía de las corrientes [3]. ....	6
Figura 5. Central Mini-OTEC en Hawai [7]. ....	8
Figura 6. Perfil de temperaturas en función de la localización geográfica. Adaptado de [9]. ....	11
Figura 7. a) Diagrama de componentes de sistema OTEC de ciclo cerrado. b) Diagrama T-S de sistema OTEC de ciclo cerrado. Adaptado de [9]. ....	13
Figura 8. a) Diagrama de componentes de sistema OTEC de ciclo abierto b) Diagrama T-S de sistema OTEC de ciclo abierto. Adaptado de [9]. ....	14
Figura 9. a) Diagrama de componentes de sistema OTEC de ciclo híbrido b) Diagrama T-S de sistema OTEC de ciclo híbrido. Adaptado de [9]. ....	15
Figura 10. Zonas geográficas favorables para la explotación de energía maremotérmica [7]. ...	21
Figura 11. Planta en tierra firme, o cercana a la costa. Adaptado de [14]. ....	22
Figura 12. Plantas montadas en plataforma. Adaptado de [14]. ....	23
Figura 13. Plantas flotantes en aguas oceánicas profundas. Adaptado de [14]. ....	24
Figura 14. Punta Tuna, Puerto Rico [14]. ....	28
Figura 15. Localización de Maunabo en Puerto Rico. Adaptado de Google Earth. ....	29
Figura 16. Localización de la planta OTEC del caso de estudio. Adaptado de Google Earth. ....	29
Figura 17. Distribución porcentual de la generación de energía por tipos. AEE [18]. ....	30
Figura 18. Consumo total de energía en millones de kWh vs. clientes activos de la AEE. AEE [18] ....	31
Figura 19. Generación eléctrica bruta en mkWh. AEE [18]. ....	32
Figura 20. Profundidad vs. Distancia a la costa. ....	33
Figura 21. Profundidad vs. Temperatura. ....	34
Figura 22. Profundidad vs. Salinidad. ....	35
Figura 23. Densidad en función de la salinidad y temperatura del agua. ....	36
Figura 24. Gráfica de evaporación, precipitación y salinidad en función de la localización geográfica. Adaptado de [9]. ....	37
Figura 25. a) Cantidad de nitratos en función de la profundidad. b) Cantidad de fosfatos en función de la profundidad. Adaptado de [14]. ....	39
Figura 26. Oxígeno disuelto en función de la profundidad. Adaptado de [14]. ....	40
Figura 27. Esquema conceptual de la planta OTEC propuesta. ....	41
Figura 28. Resolución del ciclo termodinámico OTEC del caso de estudio. ....	45
Figura 29. Distribución de temperaturas en el evaporador. ....	50
Figura 30. Intercambiador de placas [26]. ....	53
Figura 31. Distribución de temperaturas en el condensador. ....	53
Figura 32. Hoja de especificaciones de la turbina [29] ....	57
Figura 33. Características de la bomba ETA [30]. ....	58
Figura 34. Características de la bomba SNZ/SEZ [30]. ....	58
Figura 35. Costes de inversión en función del tipo de planta y la potencia neta generada. [7].	61
Figura 36. Representación gráfica de los costes de la planta OTEC del caso de estudio. ....	63

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de refrigerantes en función de su grado de seguridad. Adaptado de [11].	16
Tabla 2. Propiedades de refrigerantes candidatos para OTEC. Adaptado de [11].	17
Tabla 3. Profundidad vs. Distancia a la costa. Adaptado de NASA [20]	33
Tabla 4. Profundidad vs. Temperatura. Adaptado de NASA [20]	34
Tabla 5. Profundidad vs. Salinidad. Adaptado de NASA [20]	35
Tabla 6. Parámetros de diseño iniciales de la planta de energía maremotérmica. Adaptado de [21] y [22].	43
Tabla 7. Resultados de balances de energía para la planta OTEC propuesta.	49
Tabla 8. Flujo másico de fluido de trabajo	50
Tabla 9. Resultados del dimensionamiento del evaporador de placas.	51
Tabla 10. Resultados del dimensionamiento del evaporador tubo-carcasa.	52
Tabla 11. Resultados del dimensionamiento del condensador	54
Tabla 12. Cantidad de agua desalinizada.	55
Tabla 13. Resultados del dimensionamiento de la tubería de captación de agua fría.	56
Tabla 14. Resultado de parámetros necesarios para la selección de bombas hidráulicas.	58
Tabla 15. Costes de la planta OTEC del caso de estudio.	63
Tabla 16. Constantes para el cálculo del coeficiente de transferencia de calor y la pérdida de carga. [37].	67
Tabla 17. Espesor de los tubos en función de la galga.	73
Tabla 18. Factor de corrección $F_m$ en función de la galga.	73

## Introducción y objetivos

El futuro energético es uno de los problemas que más preocupan hoy en día ya que, independientemente del grado de desarrollo del país en el que nos encontremos, la energía es un elemento imprescindible para su funcionamiento.

Los océanos cubren la mayor parte de la superficie terrestre y son también grandes colectores de energía solar. Existen numerosas tecnologías que aprovechan dicha energía para producir electricidad u otros bienes secundarios, y muchas de ellas son aún desconocidas por gran parte de la sociedad.

Dentro de este tipo de tecnologías de aprovechamiento de la energía contenida en los océanos, este trabajo se centra en la energía maremotérmica, cuyo principio fundamental es la obtención de energía útil para el ser humano aprovechando el gradiente térmico generado entre la superficie y el fondo oceánico.

El objetivo principal del trabajo es estudiar la viabilidad técnica y económica de la implantación de una planta de energía maremotérmica. Además se realizará un diseño y dimensionamiento de los componentes presentes en la planta para un caso de estudio en concreto.

El Capítulo 1 es una introducción a este tipo de energía y se enmarca dentro de su contexto energético e histórico. En el Capítulo 2 se presenta el estado del arte y en el Capítulo 3 se exponen diferentes alternativas de localización de este tipo de plantas atendiendo a sus limitaciones tecnológicas. Posteriormente el Capítulo 4 estudia la viabilidad de las plantas de energía maremotérmica de forma general y finalmente en el Capítulo 5 se expone un caso de estudio detallado en Puerto Rico, donde se presentan datos técnicos y económicos. Además, este último capítulo también hace referencia a la legislación y normativa vigente (marco regulador) para este tipo de tecnología.



## Capítulo 1. Introducción a la energía maremotérmica

### 1.1. Contexto energético

El continuo crecimiento de la demanda energética a nivel mundial, unido a la preocupación por el agotamiento de los recursos tradicionales de obtención de energía tales como el carbón, petróleo o gas natural, han llevado a las energías renovables a jugar un papel cada vez más importante dentro del mix energético de cada país.

Denominamos energías renovables a las fuentes de energía que se obtienen de medios naturales, en teoría inagotables, ya sea por la gran cantidad de energía que contienen o porque son capaces de regenerarse de forma natural. Se caracterizan por ofrecer sostenibilidad, bajo impacto ambiental y están sujetas a la variabilidad temporal, lo que en algunas ocasiones les hace ser difícilmente predecibles. Las principales fuentes de energía renovable son el Sol, viento, ríos y océanos.

Haciendo mayor hincapié en las energías renovables procedentes de los océanos, por ser esta categoría dentro de la cual se ubica la energía maremotérmica, podemos distinguir varios tipos de tecnologías que aprovechan la energía contenida en los océanos para producir electricidad:

- **Energía mareomotriz:**

Las mareas se definen como un fenómeno de subida y bajada del nivel del mar ocasionado por las fuerzas gravitatorias del Sol y la Luna. Se denomina Bajamar cuando el nivel del agua marina se encuentra en su punto más bajo y Pleamar cuando dicho nivel se encuentra su punto más alto.

La energía mareomotriz aprovecha este descenso y ascenso de las mareas para generar energía eléctrica, y para que sea factible es necesario una diferencia superior a 5 metros entre la Bajamar y Pleamar.

El sistema consiste en unas compuertas que se abren cuando la marea sube dejando pasar el agua hasta llegar a su nivel máximo. A continuación, se cierra el dique con el agua retenida y se espera a que baje la marea hasta producirse un gran desnivel. Esta altura es aprovechada en forma de energía potencial para hacer pasar el agua por unas turbinas y generar energía eléctrica.

Una de las plantas de energía mareomotriz más famosas es la central de La Rance, Francia (figura 1); construida en 1967 y capaz de suministrar 240 MW aprovechando una diferencia de alturas entre 10 y 15 metros.



*Figura 1. Central Mareomotriz de La Rance, Francia.*

- **Energía olamotriz:**

Las olas son producidas por la fricción del viento sobre la superficie marina y de forma indirecta son además una forma de energía solar.

La energía olamotriz, también conocida como energía undimotriz, permite obtener electricidad a partir de la energía mecánica que genera el movimiento de las olas. Para ello se utilizan dispositivos flotantes y fijos al fondo marino que se mueven según la amplitud de las olas. Los dispositivos móviles más comunes son las boyas o los de tipo Pelamis (figura 2); mientras que entre los dispositivos fijos destacan las presas, las placas ancladas al fondo y los dispositivos de tipo columna ascendente y descendente de agua.

El principal inconveniente de este tipo de energía es la enorme variabilidad temporal a la que está sometida, aun así, la posibilidad de convertir la energía de las olas en energía útil ha inspirado a numerosos científicos a estudiar este fenómeno.

Los países pioneros en utilizar esta tecnología fueron Escocia y Noruega, pero actualmente son los portugueses quienes más la están desarrollando. Concretamente en España, se instalaron en 2009 diez boyas flotantes en el mar Cantábrico capaces de suministrar 1,5 MW.



Figura 2. Pelamis [2].

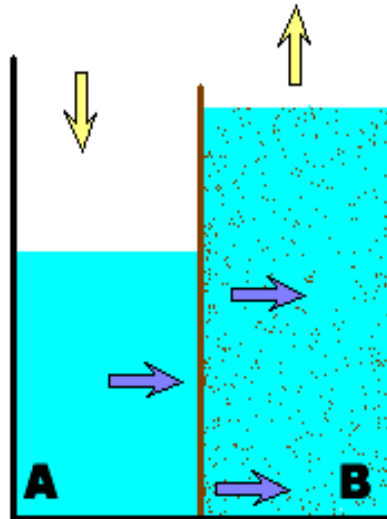
- Energía osmótica:

El gradiente salino es la diferencia de concentración en sal entre dos cuerpos de agua. Esta diferencia de concentración hace que al estar en contacto los dos cuerpos intenten equilibrarla permeando el agua de la zona de baja salinidad hacia la zona de alta salinidad. Este fenómeno puede verse en la figura 3 donde el agua fluye desde el contenedor A (agua dulce) hacia el contenedor B (agua salada).

La energía osmótica, también conocida como energía azul, es la energía obtenida por la diferencia en la concentración de sal entre el agua de los ríos (aproximadamente entre 0 y 1 gramos de sal por litro) y el agua del mar donde desembocan (aproximadamente entre 30 y 35 gramos de sal por litro).

La energía se obtiene mediante un proceso de ósmosis y el desafío actual es aprovechar este tipo de energía ya que únicamente da lugar a un aumento muy pequeño de la temperatura local del agua.

Las primeras investigaciones sobre dicha tecnología se realizaron en Noruega y en 2014 se construyó la primera planta comercial en Holanda capaz de suministrar 50 MW.



*Figura 3. Fenómeno de ósmosis.*

- **Energía de las corrientes:**

Las corrientes marinas son enormes masas de agua que circulan por el planeta como consecuencia de la diferencia de temperaturas y salinidad entre las regiones polares y ecuatoriales. Existen corrientes superficiales, profundas, costeras y de mareas.

La conversión de la energía de las corrientes marinas consiste en aprovechar la energía cinética de las mareas, causada por el movimiento de grandes volúmenes de agua, mediante la utilización de generadores de tipo hélice o paletas sumergidas (figura 4).

Los lugares cercanos a la costa son óptimos para aprovechar este tipo de energía ya que la topografía restrictiva, tales como los estrechos entre islas, provocan una aceleración de las mareas y un aumento de la energía cinética contenida en ellas.

Esta tecnología surgió en los años setenta durante la crisis del petróleo y actualmente se tienen instalados prototipos de 1 MW en países como Irlanda, Escocia y Noruega.

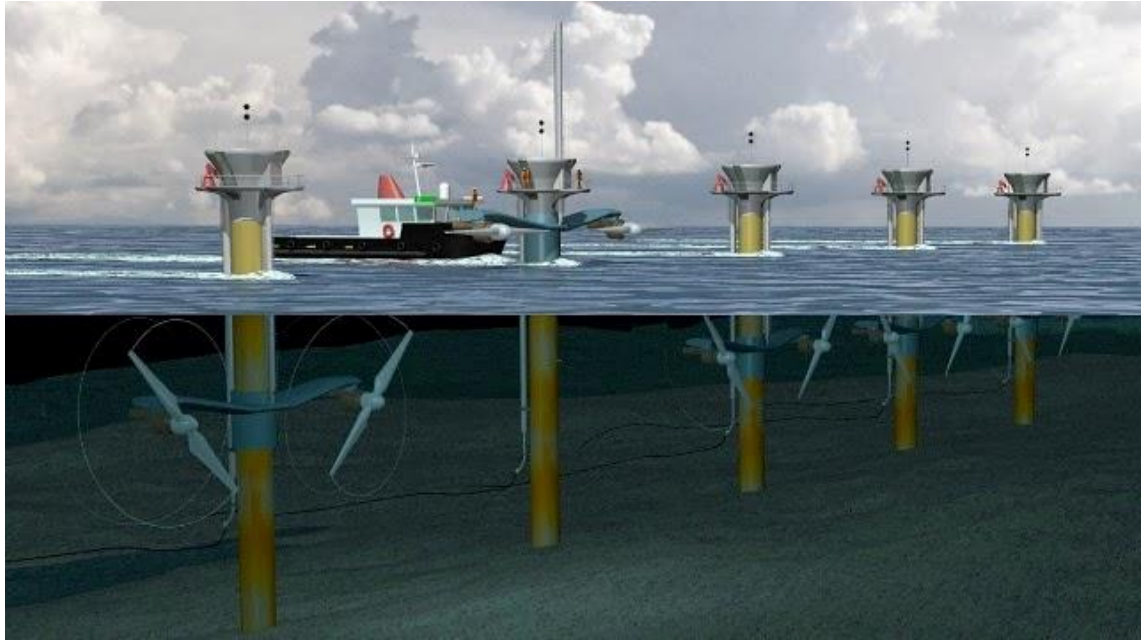


Figura 4. Mecanismos de obtención de energía de las corrientes [3].

- Energía maremotérmica:  
También conocida mundialmente como OTEC (*Ocean Thermal Energy Conversion*), permite obtener energía eléctrica a partir de la diferencia de temperaturas entre el agua superficial, más caliente, y el agua en las zonas más profundas de los océanos, más fría. Al igual que la energía de las corrientes marinas y la undimotriz, se trata de una energía nueva en el aspecto de su desarrollo tecnológico.

Aunque estas tecnologías son las más utilizadas en la actualidad para el aprovechamiento de la energía contenida en los océanos, también se están explorando otros muchos usos energéticos distintos a la generación de electricidad, como la producción de agua potable mediante la desalinización, el suministro de aire comprimido para la acuicultura y la producción de hidrógeno por electrólisis.

Dentro de las energías oceánicas, este proyecto se centra concretamente en la energía maremotérmica.

### 1.2. Evolución histórica

El escritor francés Julio Verne, en su obra “Veinte mil leguas de viaje submarino” [4], publicada en 1869, fue la primera persona en hacer referencia a la obtención de energía eléctrica a partir del gradiente de temperatura de los océanos. En este libro, el capitán Nemo propone utilizar la energía contenida en el océano en forma de calor para la obtención de energía eléctrica.

Una década más tarde, el físico francés Jacques Arsene D’Arsonval, propuso en 1881 utilizar el agua caliente de la superficie de los océanos tropicales (24-30 °C) para vaporizar amoníaco presurizado a través de un intercambiador de calor (evaporador), utilizando el vapor generado para mover una turbina acoplada a un generador y de esta forma poder obtener electricidad. Posteriormente, este vapor sería condensado y el amoníaco volvería a su estado líquido gracias al agua fría disponible en las zonas más profundas del océano (4-8°C). De esta forma, Jacques Arsene D’Arsonval se convirtió en el primer físico en proponer un sistema OTEC de ciclo cerrado basándose en el ciclo termodinámico de Rankine.

Sin embargo, el primero en construir una planta de energía maremotérmica fue Georges Claude, alumno de Jacques Arsene D’Arsonval. En 1930, Claude instaló en Matanzas, Cuba, una pequeña planta de 22 kW ubicada en tierra [5]. Esta planta de energía maremotérmica operaba según un ciclo abierto donde el agua pasaba a estado vapor en una cámara de vacío y movía los álabes de la turbina generando energía eléctrica; finalmente el vapor era condensado gracias al agua fría del fondo del océano. Sin embargo, la mala selección del lugar y la mala combinación de los sistemas de potencia y agua de mar, hicieron que esta planta solo estuviese operativa durante once días. En 1933, Claude montó otra central de 2,2 MW, en esta ocasión se trataba de una planta flotante en un barco en Río de Janeiro, Brasil; sin embargo fracasó en el intento de instalar una larga tubería vertical necesaria para bombear el agua desde las profundidades hasta el barco. Finalmente, el temporal y las olas destrozaron ambas plantas.

En 1956, científicos franceses de la empresa “Société Energie des ers” diseñaron una planta maremotérmica de 3 MW en tierra firme de Abidjam, Costa de Marfil. Tal y como había ocurrido en ocasiones anteriores, la planta no resultó rentable y el proyecto fue abandonado dos años más tarde.

En la misma década, el ingeniero noruego Bryn Beorse, junto con el profesor Everett Howe, fundaron el Laboratorio de Conversión de Agua de Mar en la Universidad de California, convirtiéndose en el centro más importante de investigación sobre desalinización de agua.

A mediados de la década de los setenta, el embargo petrolero renovó el interés en OTEC y las empresas americanas Lockheed y T.R.W también presentaron propuestas de centrales flotantes de ciclo cerrado y elevada potencia, pero estas últimas tampoco tuvieron éxito.



La primera planta maremotérmica que resultó rentable data de 1979, se trataba de una barcaza sobre la que se montó una planta de ciclo abierto ubicada frente a la costa occidental de Hawai (figura 5); esta planta fue capaz de producir 50 kW de potencia bruta y 18 kW de potencia neta. A ella se sumaron en 1982 una serie de plantas en tierra firme de Nauru [6], instaladas por un consorcio de compañías japonesas. Ambas estuvieron operativas durante unos pocos meses pero resultaban demasiado pequeñas para extrapolar los resultados a sistemas comerciales de mayor tamaño y fue este el motivo por el que recibieron el nombre de “Mini-OTEC”.



*Figura 5. Central Mini-OTEC en Hawai [7].*

De forma paralela, el DOE (Departamento de Energía de los Estados Unidos) llevó a cabo numerosos experimentos y fomentó la creación de proyectos OTEC. Finalmente en 1980 demostró que los sistemas de energía maremotérmica pueden trabajar desde barcos en movimiento y que eran posibles los diseños para tuberías suspendidas de agua fría.

Años más tarde, en 1993, Hawai volvió a ser el centro de atención de este tipo de energía, ya que allí se creó una planta experimental en tierra basada en un ciclo abierto y capaz de producir agua desalinizada. Estuvo operando con éxito durante seis años y se obtuvieron 225 kW brutos con una potencia neta de 103 kW y 0,4 L/s de agua desalinizada.

En el año 2000, la Universidad de Saga (Japón) y NIOT (India) instalaron una planta en un barco frente a la costa sureste de la India. Dicha planta estuvo operativa hasta el 2002 y fue diseñada para operar con un gradiente térmico de 22 °C y producir una potencia bruta de 1 MW.

Actualmente, tanto la tecnología OTEC como los componentes necesarios para su construcción son conocidos y están disponibles en el mercado. El motivo que ha impedido el desarrollo de este tipo de plantas es fundamentalmente económico ya que en la década de los ochenta el presidente norteamericano Ronald Reagan decidió favorecer el crecimiento de la energía nuclear y cortó los fondos necesarios para

desarrollar este tipo de tecnología. Además una década más tarde, el precio del barril de petróleo bajó de forma significativa y las plantas de energía maremotérmica, así como las energías renovables en general, pasaron a un segundo plano [8].

Durante estos últimos años, el precio del petróleo ha experimentado un aumento gigantesco y a su vez existen serias preocupaciones por el calentamiento global ocasionado por la emisión de gases de efecto invernadero durante la combustión. Además, otro problema que se añade a los mencionados anteriormente es el nexo agua-energía ya que para producir energía se necesitan grandes cantidades de agua y para distribuir el agua es necesario disponer de grandes cantidades de energía.

Como solución a esta problemática, los sistemas OTEC están volviendo a cobrar fuerza y apuntan a ser una de las soluciones energéticas más importantes en un futuro cercano ya que entre sus ventajas se encuentran las siguientes:

- No utiliza combustibles ni energía nuclear, por lo que se considera una energía limpia que no contamina.
- Este tipo de energía está disponible las 24 horas del día durante los 365 días del año y no está sujeta a variaciones temporales como la energía solar o la energía eólica.
- Las plantas OTEC tienen una doble funcionabilidad ya que aparte de producir electricidad también hacen posible la producción de agua desalinizada.



## Capítulo 2. Tecnología y generación de energía maremotérmica

### 2.1. Origen de la energía maremotérmica

El Sol es la principal fuente de energía atmosférica y el 66% de la radiación solar es absorbida directamente por la superficie terrestre. Teniendo en cuenta que dos terceras partes de la superficie están ocupadas por agua y que los océanos constituyen el 97,4% del agua total en nuestro planeta, podemos concluir que la mayor parte de esa radiación procedente del Sol incide directamente sobre los océanos [7].

En relación a su tamaño, los océanos ordenados de mayor a menor extensión son el Océano Pacífico, Océano Atlántico, Océano Índico, Océano Glaciar Ártico y Océano Glaciar Antártico. El intervalo de temperaturas del agua en dichos océanos está muy acotado, siendo el valor máximo posible de 30 °C y el menor raramente se encuentra por debajo de los -2 °C, es por esta razón por la que el agua de los mares y océanos evita grandes variaciones de temperatura en la superficie terrestre.

Una característica importante del agua presente en los mares y océanos es su elevado calor específico con respecto al de otros fluidos, es decir, se necesita un mayor aporte de calor para elevar un grado su temperatura. Esta propiedad termodinámica del agua permite que las variaciones de temperatura a lo largo del día y en las diferentes estaciones del año sean menos notables que en la superficie de los continentes. Además, el agua permite que los rayos procedentes del Sol penetren a mayor profundidad una distancia entre los cien y los mil metros dependiendo del grado de turbidez y la materia sólida en suspensión de cada zona geográfica. Todas estas características hacen que los océanos se comporten como inmensos colectores solares y que constituyan el mayor sistema de almacenamiento energético en el planeta Tierra.

A medida que va aumentando la profundidad de los océanos, la intensidad de la radiación solar va disminuyendo, generando de esta forma un gradiente de temperaturas entre la parte superficial y el fondo oceánico. Generalmente, hasta los 200 metros de profundidad (esta cifra depende de la localización geográfica en la que nos encontremos) el agua se mantiene relativamente caliente. El paso desde esta región cálida hacia la más fría no siempre es gradual, en ocasiones se produce un cambio brusco de temperaturas a una profundidad determinada y precisamente esta zona fronteriza se conoce como “termoclima”. Finalmente a profundidades superiores a 1 km, la temperatura del agua puede encontrarse en torno a los 4 °C y en algunos lugares puntuales con grandes abismos en el fondo marino esta temperatura puede estar cercana a la temperatura de congelación del agua salada, 1,33 °C [7].

Atendiendo a la figura 6, se puede observar que en las regiones polares a elevadas latitudes no existe “termoclima”. En las zonas de latitud media, este fenómeno si se da

en verano, pero desaparece en invierno. Finalmente, se comprueba que los únicos lugares donde el “termoclima” se mantiene constante durante todo el año son los trópicos ya que en las zonas situadas a bajas latitudes, cercanas al Ecuador, las bajadas de temperatura en invierno no son tan significativas como en el resto de localizaciones geográficas.

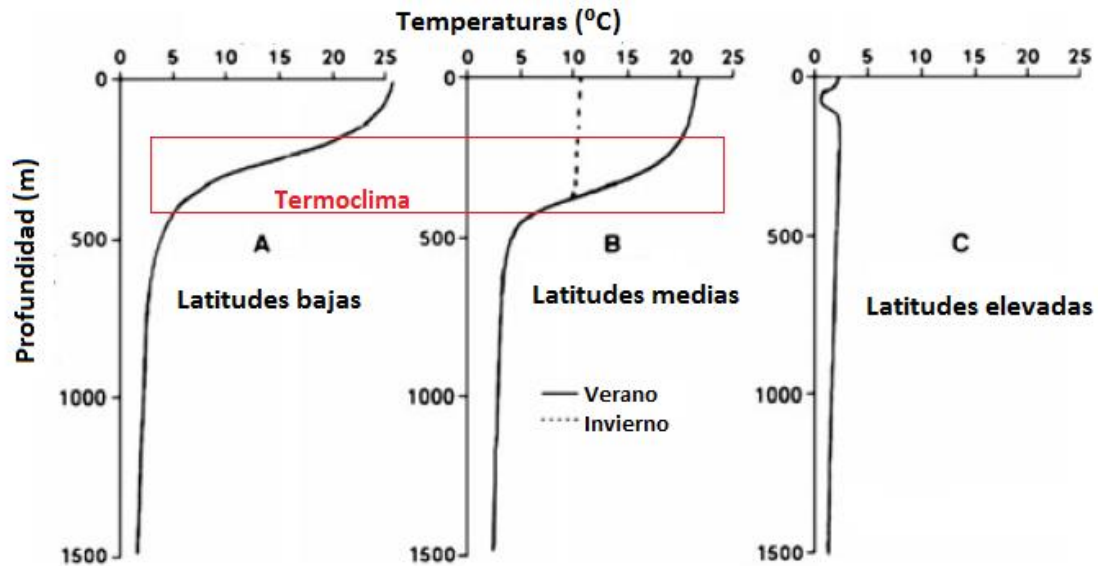


Figura 6. Perfil de temperaturas en función de la localización geográfica. Adaptado de [9].

Este gradiente térmico supone el principio fundamental de la energía maremotérmica. El funcionamiento de las plantas OTEC se basa en un ciclo Rankine que aprovecha la diferencia de temperaturas entre las zonas superficiales y las más profundas del océano para generar energía eléctrica. De forma resumida, el agua caliente en la superficie actúa como fuente de calor mientras que el agua fría del fondo marino actúa como refrigerante. Además, la energía maremotérmica puede tener otros usos distintos a la obtención de electricidad; actualmente los sistemas OTEC también están siendo utilizados para producir agua destilada, combustibles como el metanol, hidrógeno o amoníaco, dotar de aire acondicionado a numerosas viviendas cercanas a la costa, para la extracción de minerales y en acuicultura, utilizando el agua de las profundidades rica en nutrientes para desarrollar diferentes especies marinas.

## 2.2. Usos secundarios de la energía maremotérmica

### 2.2.1. Aire acondicionado

Las zonas costeras situadas entre los trópicos de Cáncer y Capricornio se caracterizan por un clima cálido donde la temperatura ambiente es superior a los 18 °C y por ello el 40% de la energía eléctrica se utiliza para acondicionar viviendas y mantener el confort de sus habitantes.

La tecnología OTEC puede solventar dicho problema bombeando el agua fría del fondo marino hacia un sistema de refrigeración para enfriar un fluido de trabajo en un intercambiador de calor.

Un ejemplo de dicha aplicación se encuentra en el hotel Palace Resorts de Cancún, donde la utilización de agua de mar para su sistema de refrigeración supone un ahorro de energía eléctrica del 62% [10].

### 2.2.2. Agua para consumo humano

En numerosas islas como Cuba, Fiji o Somoa, existe un importante desequilibrio entre la oferta y la demanda del agua. Mediante la utilización de ciclos OTEC híbridos se puede obtener agua desalinizada a partir del agua del mar. Además cabe destacar la buena calidad y los costes competitivos del agua desalinizada obtenida mediante la utilización de dicha tecnología, que permite también su utilización para otras aplicaciones como el riego de cultivos.

### 2.2.3. Piscicultura

La piscicultura consiste en el cultivo de peces en un medio confinado asegurando unas condiciones ambientales óptimas para la reproducción.

El agua extraída del fondo del mar mediante la tecnología OTEC es rica en nutrientes y en las condiciones climatológicas adecuadas favorece el crecimiento de fitoplancton, que servirá de alimento para otras especies mayores.

Esta aplicación ya se utiliza en Corea del Sur donde utilizan el agua a 600 metros de profundidad para el cultivo de especies marina.

### 2.2.4. Agricultura

El agua desalinizada en las plantas de ciclo híbrido puede ser utilizada para regar cultivos y, el agua fría, en invernaderos. Ambos fenómenos favorecen la agricultura y permiten el autoabastecimiento en numerosas islas.

## 2.3. Tipos de sistemas OTEC en función del ciclo termodinámico utilizado

### 2.3.1. Sistemas OTEC de ciclo cerrado

En este tipo de configuración, el fluido de trabajo, que circula a través de un circuito cerrado, se caracteriza por tener un punto de ebullición muy bajo; típicamente los fluidos más utilizados son el propano, el freón o el amoníaco. Como puede apreciarse en la figura 7a el agua caliente de la superficie oceánica transfiere el calor necesario para la evaporación del fluido de trabajo a presiones aproximadamente de 10 bares. Este vapor genera electricidad a su paso por la turbina y finalmente es condensado gracias al agua fría presente en el fondo marino. Tras aumentar su presión, por el

efecto de una bomba, el fluido de trabajo vuelve a repetir este ciclo de forma ininterrumpida.

En el diagrama T-S de la figura 7b se representa mediante flechas delgadas el sentido de los flujos másicos presentes en el ciclo Rankine, y mediante flechas gruesas cada uno de los intercambios de calor y trabajo en dicho sistema.

La principal ventaja termodinámica de los sistemas OTEC de ciclo cerrado es la disminución del tamaño de las turbinas y conductos empleados ya que tanto la presión como el volumen específico del fluido de trabajo son más elevados que en las otras dos configuraciones que se presentan a continuación.

En cuanto a las desventajas, cabe destacar el gran tamaño del evaporador y el condensador ya que el bajo rendimiento del sistema impone que el área de transferencia de calor sea muy grande.

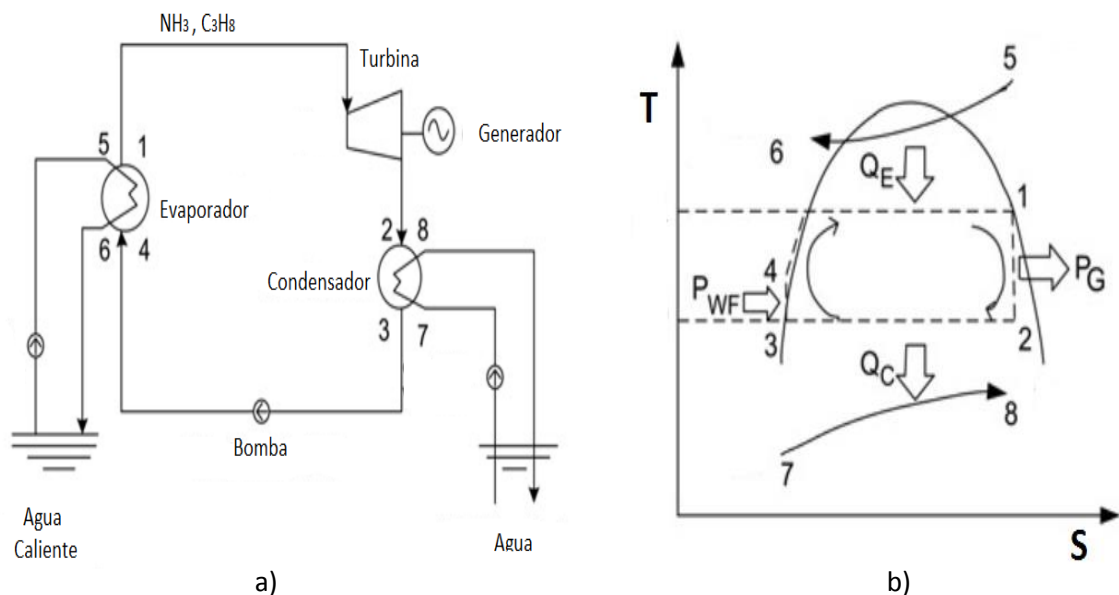


Figura 7. a) Diagrama de componentes de sistema OTEC de ciclo cerrado. b) Diagrama T-S de sistema OTEC de ciclo cerrado. Adaptado de [9].

Dentro de los ciclos cerrados destaca el ciclo Kalina, creado por el Centro Incorporado de Ohio de Ecología y Estudios Evolutivos en Estados Unidos. La variante que incorpora este ciclo es el uso de una mezcla de amoníaco y agua como fluido de trabajo.

### 2.3.2. Sistemas OTEC de ciclo abierto

A diferencia de los sistemas de ciclo cerrado, en este caso el fluido de trabajo es la propia agua del mar. Como puede verse en la figura 8a, el agua caliente de la superficie pasa a un evaporador flash donde al disminuir la presión, disminuye también el punto de ebullición del agua de mar. De esta forma se obtiene una mezcla de vapor y líquido

que se lleva a un separador; el líquido se devuelve al océano y el vapor seco pasa por una turbina para generar electricidad. Finalmente este vapor vuelve a estado líquido en un condensador de contacto directo con el agua fría del fondo oceánico y se vierte de nuevo al mar.

Además, es necesario eliminar previamente los gases disueltos en el agua (generalmente oxígeno, nitrógeno y dióxido de carbono) puesto que su presencia en el evaporador disminuye el coeficiente global de transferencia de calor; y también existe el riesgo de que pequeñas gotas de agua contenidas en el vapor puedan agrietar y erosionar las palas de la turbina. Este problema se resuelve haciendo pasar el vapor previamente por eliminadores de neblina.

Al igual que el apartado anterior, se presenta en la figura 8b el diagrama T-S representativo de este tipo de ciclo.

En comparación con los sistemas de ciclo cerrado, el uso de agua como fluido de trabajo hace que el coste de los materiales utilizados sea menor, pero hay que tener en cuenta el problema de la corrosión.

Estos sistemas también tienen un bajo rendimiento ya que gran parte de la potencia obtenida se utiliza para accionar las bombas de vacío y de captación de agua. Otro inconveniente es el gran tamaño de las turbinas como consecuencia de la baja presión de vapor del fluido de trabajo.

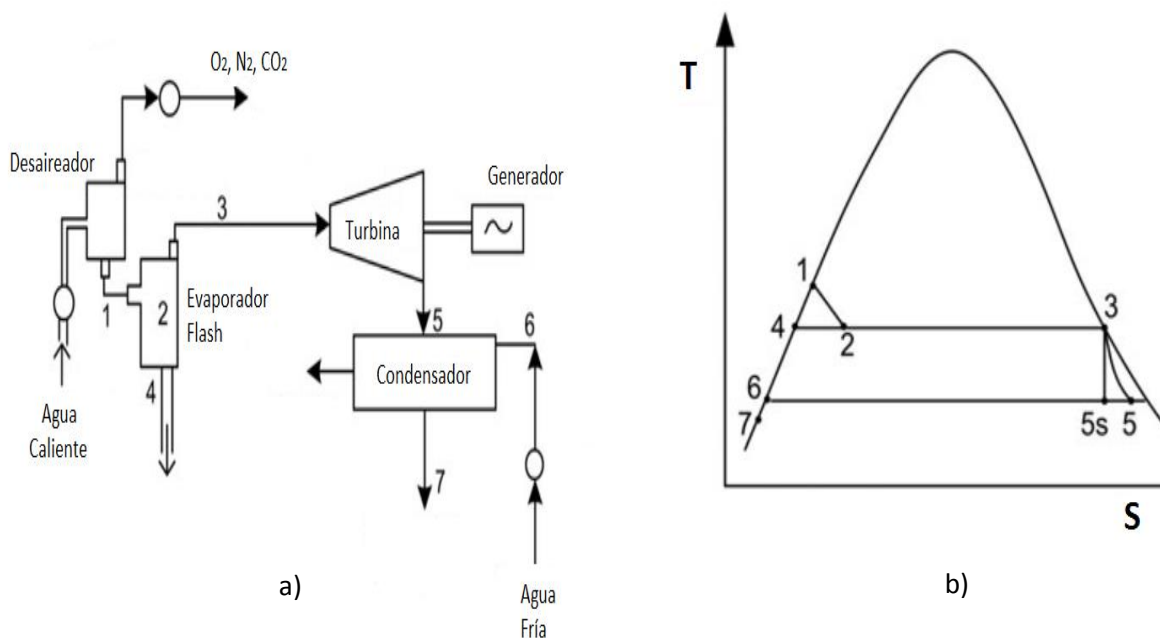


Figura 8. a) Diagrama de componentes de sistema OTEC de ciclo abierto b) Diagrama T-S de sistema OTEC de ciclo abierto. Adaptado de [9].

### 2.3.3. Sistemas OTEC de ciclo híbrido

Los sistemas de ciclo híbrido pueden entenderse como una mezcla de los dos ciclos anteriores y tienen una doble funcionalidad: producir electricidad y desalinizar el agua del mar.

Para generar electricidad se utiliza un sistema idéntico al ciclo cerrado utilizando fluidos de trabajo con bajos puntos de ebullición. A este ciclo se incorpora un ciclo abierto (figura 9a) cuya finalidad es la obtención de agua destilada. Tras pasar por el evaporador, el agua caliente de la superficie se evapora en una cámara de vacío y posteriormente vuelve a ser condensada gracias a la acción del agua fría del fondo. Esta agua que se recoge tras la condensación se trata de agua destilada y puede ser utilizada en numerosas aplicaciones tales como el consumo humano o la agricultura.

Comparando el diagrama T-S de este ciclo (figura 9b) con el diagrama T-S del ciclo cerrado, se aprecia que la única diferencia entre ellos se encuentra en el aprovechamiento del agua fría y caliente del mar a la salida del condensador y evaporador respectivamente.

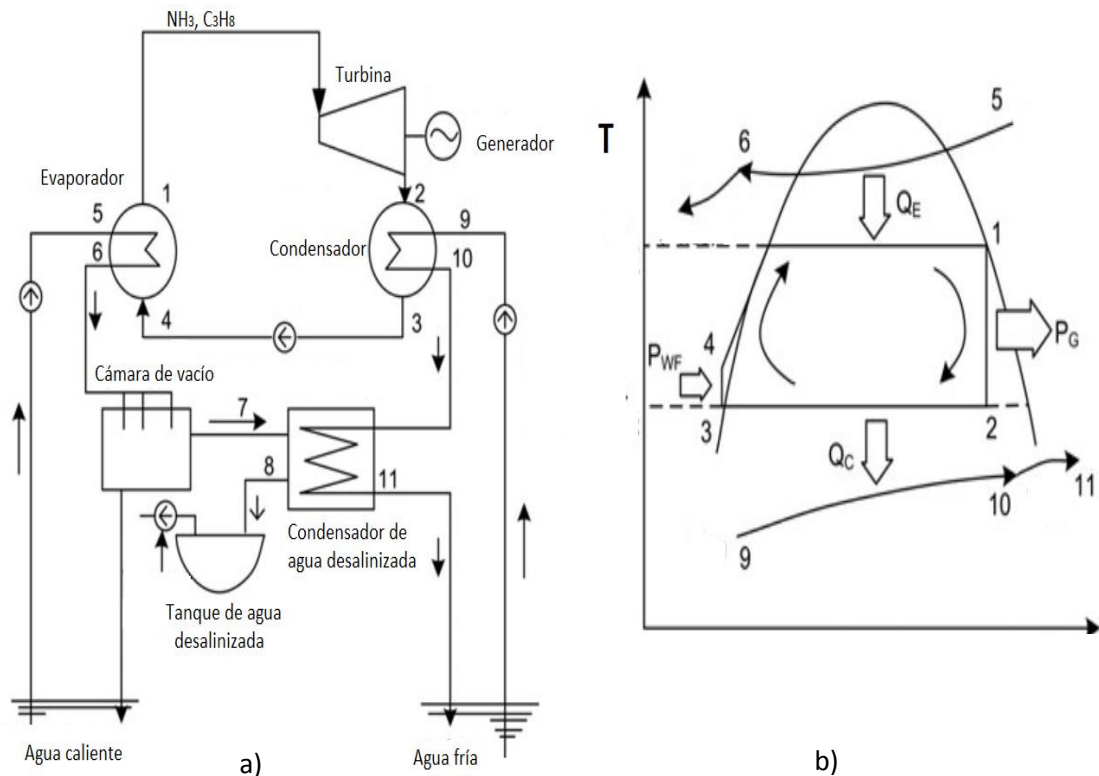


Figura 9. a) Diagrama de componentes de sistema OTEC de ciclo híbrido b) Diagrama T-S de sistema OTEC de ciclo híbrido. Adaptado de [9].

## 2.4. Componentes presentes en las plantas de energía maremotérmica

Independientemente del sistema OTEC utilizado, existen varios componentes indispensables en cualquier planta de energía maremotérmica

### 2.4.1. Fluidos de trabajo

A continuación se analizan diversos fluidos de trabajo que pueden encontrarse en las plantas de ciclo cerrado e híbrido, así como sus características de operación, medioambientales y de seguridad.

Los aspectos que deben tenerse en cuenta a la hora de decantarse por un fluido de trabajo u otro para una planta de energía maremotérmica, atendiendo a la clasificación realizada por Bernal [11, pp. 25-30], son los siguientes:

- Presión de trabajo: Se refiere a la presión a la cual se evaporará el fluido de trabajo en el evaporador. Es recomendable que dicha presión se encuentre entre los 700 y 1400 kPa a 27 °C.
- Gasto másico: Se trata de reducir el gasto másico en el ciclo ya que al disminuir este, disminuyen también las caídas de presión. Además el gasto másico es directamente proporcional a la potencia de la bomba, así como a su tamaño y precio.
- Coeficiente de transferencia de calor: Es recomendable la utilización de fluidos de trabajo con elevados coeficientes de transferencia de calor.
- Estabilidad y compatibilidad con los materiales utilizados en la fabricación de los diferentes equipos presentes en la central OTEC.
- Seguridad en condiciones de operación: En particular hay que prestar atención a la toxicidad y flamabilidad del gas. En cuanto a la toxicidad, se distinguen dos categorías en función del tiempo que una persona puede estar expuesta al refrigerante, A y B. La categoría A no presenta toxicidad en concentraciones superiores a 400 ppm; y la categoría B presenta toxicidad en concentraciones inferiores a 399 ppm. En relación a la flamabilidad, la clase 1 no propaga el fuego, la clase 2 tiene propagación baja y la clase 3 presenta una elevada propagación.

		BAJA TOXICIDAD	ALTA TOXICIDAD
		A	B
<b>NO PROPAGACIÓN DE LLAMA</b>	<b>1</b>	A-1	B-1
<b>BAJA PROPAGACIÓN DE LLAMA</b>	<b>2</b>	A-2	B-2
<b>ALTA PROPAGACIÓN DE LLAMA</b>	<b>3</b>	A-3	B-3

Tabla 1. Clasificación de refrigerantes en función de su grado de seguridad. Adaptado de [11].

- Coste del refrigerante
- Poder de calentamiento global (GWP): Capacidad de absorción de energía relativa a la del CO<sub>2</sub> en términos de masa.
- Potencial de destrucción de la capa de ozono (ODP): Cantidad de ozono destruido por un refrigerante en la estratosfera. Los HCFCs, y fundamentalmente los CFCs, contribuyen a la destrucción del ozono en las capas altas de la atmósfera.

Entre los refrigerantes cuyas características se ajustan a las requeridas en las plantas de energía maremotérmica destacan los siguientes:

- R717 (Amoníaco): Se utiliza en numerosas aplicaciones industriales y es uno de los refrigerantes más eficientes. Destaca por su pequeño impacto ambiental y su bajo punto de ebullición. Además se caracteriza por su bajo precio y su elevada capacidad calorífica, que permite utilizar tuberías de menor diámetro.
- R290 (Propano): Es utilizado en varios sistemas de refrigeración y bombas de calor. Se caracteriza por tener un volumen específico inferior al resto de refrigerantes y un impacto ambiental muy bajo; sin embargo se trata de un refrigerante altamente inflamable.
- R32: Gas ligeramente inflamable utilizado en bombas de calor y aires acondicionados. Su impacto ambiental es moderado y las fugas no alteran su composición.
- R410a: Se trata de una mezcla casi azeotrópica de R32 (50%) y R125 (50%) usada en la climatización de instalaciones fijas con presiones de evaporación elevadas. Se caracteriza por operar en aplicaciones de baja temperatura y su uso es recomendable únicamente en equipos nuevos.

	<b>R717</b>	<b>R290</b>	<b>R32</b>	<b>R410a</b>
<b>Fórmula</b>	NH <sub>3</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	CH <sub>2</sub> F <sub>2</sub>	R32+R125
<b>Peso molecular [g/mol]</b>	17	44,1	52	72,6
<b>Densidad [kg/m<sup>3</sup>]</b>	0,73	1,83	0,98	1,062
<b>Punto fusión 1atm [°C]</b>	-78	-187,6	-136	-137
<b>Punto ebullición 1atm [°C]</b>	-33,3	-42,11	-51,6	-52,7
<b>GWP</b>	0	3,3	650	1900
<b>ODP</b>	0	0	0	0

*Tabla 2. Propiedades de refrigerantes candidatos para OTEC. Adaptado de [11].*

Desde el punto de vista ambiental se puede descartar la utilización de los refrigerantes R32 y R410a debido a su elevado poder de calentamiento global (tabla 2). Atendiendo a sus propiedades termodinámicas, finalmente el refrigerante elegido para el caso de estudio que se presenta más adelante será el R717, aunque a la vista de estos resultados sería coherente pensar también en la utilización de R290.



### 2.4.2. Turbinas

El papel fundamental del conjunto turbina-generador es la obtención de energía eléctrica producida por el movimiento de los álabes cuando circula por su interior el vapor del fluido de trabajo. Según estudios realizados por Kostors [12], la relación entre la eficiencia de la turbina y los costes asociados es 1:1.

En las plantas de energía maremotérmica se utilizan turbinas multietapa de baja presión y en el caso de plantas de gran potencia pueden encontrarse varias turbinas acopladas en paralelo.

Tradicionalmente se han utilizado dos tipos de turbinas en las plantas de energía maremotérmica: turbinas radiales y axiales; y la selección de una u otra depende del rendimiento de cada una de ellas en las condiciones de operación requeridas por la planta. Atendiendo a la historia, las turbinas radiales fueron empleadas en Mini-OTEC y las turbinas axiales en la planta de Nauru [13].

Generalmente las turbinas radiales son preferibles para aquellos diseños de única etapa ya que se reduce mucho el tamaño y la eficiencia es aceptable. En el caso de turbinas multietapas suelen emplearse turbinas axiales para alcanzar un mayor rendimiento.

### 2.4.3. Evaporadores y condensadores

Ambos intercambiadores de calor juegan un papel muy relevante en este tipo de plantas ya que en ellos se produce el cambio de fase del fluido de trabajo.

En los evaporadores, el agua caliente de la superficie oceánica transfiere calor al fluido de trabajo para que este pase a estado vapor. En los casos más especiales, como los sistemas OTEC de ciclo abierto, este cambio de fase se produce en una cámara de vacío tal y como se ha detallado anteriormente.

En los condensadores ocurre todo lo contrario, el fluido de trabajo pasa de su estado vapor a estado líquido gracias al intercambio de calor con el agua fría extraída del fondo oceánico.

Generalmente ambos intercambiadores son de mayor tamaño en las plantas maremotérmicas de ciclo cerrado ya que es necesario un mayor área de transferencia de calor al operar con gradientes de temperatura inferiores.

Los dos tipos de intercambiadores de calor más utilizados en la práctica son los de tubo-carcasa y los de placas.

En los intercambiadores tubo-carcasa el agua del mar circula por el interior de los tubos y el fluido de trabajo cambia de fase en el interior de la carcasa. Existen tanto en disposición horizontal como vertical y para mejorar la eficiencia suelen utilizarse tubos acanalados, para que el fluido de trabajo fluya entre los surcos, y crestas, creando una película delgada que se evapora de forma más eficiente [7].

Los intercambiadores de placas constan de varias placas delgadas de metal entre las que circulan el agua y el fluido de trabajo de forma alternante.

Entre los evaporadores más utilizados en los sistemas OTEC de ciclo abierto destacan los de flujo en canal abierto, los de chorros descendentes y los de películas descendentes.

En cuanto a los condensadores presentes en este tipo de ciclos se utilizan tanto los condensadores de contacto directo como los condensadores de superficie. La diferencia entre ambos es la pared sólida interpuesta de la que no disponen los condensadores de contacto directo y cuya ausencia permite que la transferencia de calor sea más efectiva.

En relación a los materiales utilizados para la construcción de estos intercambiadores cabe destacar por sus propiedades el titanio, el acero inoxidable y las aleaciones de aluminio [14].

- **Titanio:** Se caracteriza por su elevada conductividad térmica y sus buenas propiedades ante la corrosión y la erosión provocadas por el agua del mar y los fluidos de trabajo utilizados. El único inconveniente que limita su uso en algunas ocasiones es su elevado coste.
- **Acero inoxidable:** Sus altos contenidos en cromo y níquel hacen que este material se comporte muy bien frente a la corrosión y las picaduras ocasionadas por el agua del mar. Al igual que el titanio posee una gran conductividad térmica.
- **Aleaciones de aluminio:** Este tipo de aleaciones se caracterizan por su bajo coste, baja densidad y buena conductividad térmica. Sin embargo no se comportan tan bien a la corrosión como los dos materiales anteriores.

### 2.4.4. Bombas

Independientemente del tipo de ciclo es necesaria la utilización de bombas de gran potencia para transportar grandes caudales de agua desde el fondo marino hasta la superficie. Precisamente uno de los principales inconvenientes de las plantas de energía maremotérmica es que gran parte de la potencia que se extrae en la turbina es consumida por todas las bombas del sistema.

### 2.4.5. Tuberías

Tal y como se detalla en [14], el material elegido para la fabricación de las tuberías utilizadas en este tipo de plantas es el polietileno. En primer lugar es un buen aislante térmico y permite que el agua captada en el fondo oceánico llegue fría a la superficie donde opera la planta OTEC; además, sus buenas propiedades mecánicas y su flexibilidad permiten que este tipo de tuberías se adapten mejor a las irregularidades del fondo marino.

### 2.4.6. Cables submarinos

Para transportar la electricidad desde tierra firme hasta la planta de energía maremotérmica es necesario la utilización de cables submarinos de gran longitud y características específicas. Suelen utilizarse conductores dieléctricos extruidos y conductores dieléctricos laminados recubiertos de aceite o gas.

Generalmente estos cables deben ser enterrados a dos o tres metros de profundidad desde la costa hasta aproximadamente 100 m de distancia en horizontal; en el camino restante el cable reposa sobre el fondo marino hasta llegar a la planta. Posteriormente, múltiples cables ascendentes se encargan de llevar la electricidad desde el fondo marino hasta la superficie donde se encuentra la planta. Estos cables ascendentes deben soportar las grandes corrientes marinas, los movimientos de la plataforma y la corrosión [14].

## Capítulo 3. Localización de las plantas de energía maremotérmica

### 3.1. Ubicación y características del emplazamiento

A diferencia de cualquier otra central térmica, los rendimientos de las plantas de energía maremotérmica suelen ser muy bajos debido a que los gradientes de temperatura también lo son. Sin embargo, el gradiente térmico no es el único parámetro a considerar, otras variables tales como las condiciones meteorológicas, marinas y batimétricas juegan también un papel importante en el correcto funcionamiento de la planta. Por esta razón, los sistemas OTEC no pueden implantarse en cualquier lugar y es necesario realizar un estudio previo del emplazamiento donde queremos localizarlos para comprobar si esa zona es óptima. Generalmente, se ha comprobado que las zonas ecuatoriales y subtropicales entre el Trópico de Cáncer y el Trópico de Capricornio cuentan con un termoclima constante y una diferencia térmica de más de 24 °C entre la superficie y el fondo de los océanos, por esta razón son los lugares donde se espera obtener mayor rendimiento y dónde han sido implantadas la mayor parte de centrales de energía maremotérmica hasta el momento.

En esta zona ecuatorial, el agua por debajo de los 1000 metros de profundidad se encuentra a una temperatura media de 4 °C y se mantiene constante debido a las continuas corrientes de agua procedentes de las regiones polares.

En la figura 10 puede observarse que la mayor diferencia de temperaturas se da en la parte occidental del Océano Pacífico; sin embargo, tanto en la zona del mar Caribe como en áreas al este y oeste de Centroamérica, también es posible instalar plantas de energía maremotérmica.

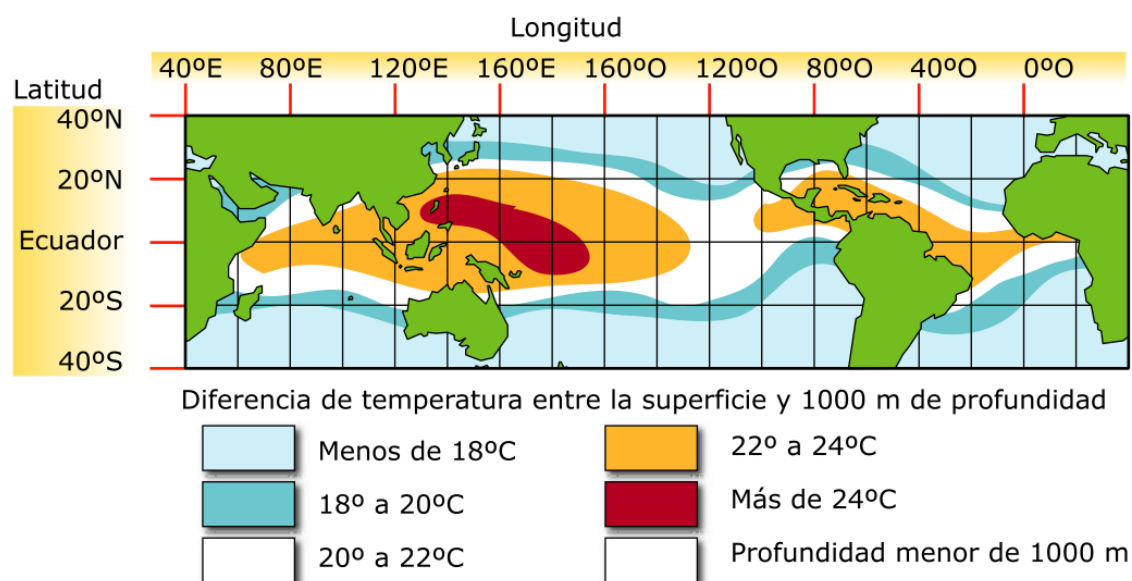


Figura 10. Zonas geográficas favorables para la explotación de energía maremotérmica [7].

### 3.2. Alternativas de localización

Existen diferentes alternativas en relación a la localización de las plantas de energía maremotérmica y la elección entre una u otra dependerá del emplazamiento de esta. Es necesario un estudio previo sobre la demanda energética, la economía, la población y la legislación del emplazamiento elegido para determinar cuál es la ubicación más adecuada.

#### 3.2.1. Plantas en tierra firme, o cercanas a la costa

Frente a las demás alternativas, las plantas en tierra firme, o cercanas a la costa, tienen las siguientes ventajas: no requieren complicados amarres, no es necesaria la utilización de cables de gran longitud para transportar la electricidad, los costes de mantenimiento de la instalación son más reducidos y se facilita el transporte del agua desalinizada. Además estas plantas pueden estar ubicadas en zonas protegidas frente a las grandes tormentas y el violento oleaje.

Sin embargo, en muchos emplazamientos esta localización de la planta carece de sentido ya que el gradiente de temperaturas en las zonas cercanas a la costa suele ser pequeño.

Por todas las ventajas enumeradas anteriormente, las plantas en tierra firme son la mejor opción siempre y cuando su actividad e instalación no afecten negativamente a otros parámetros como el turismo o el medio ambiente.

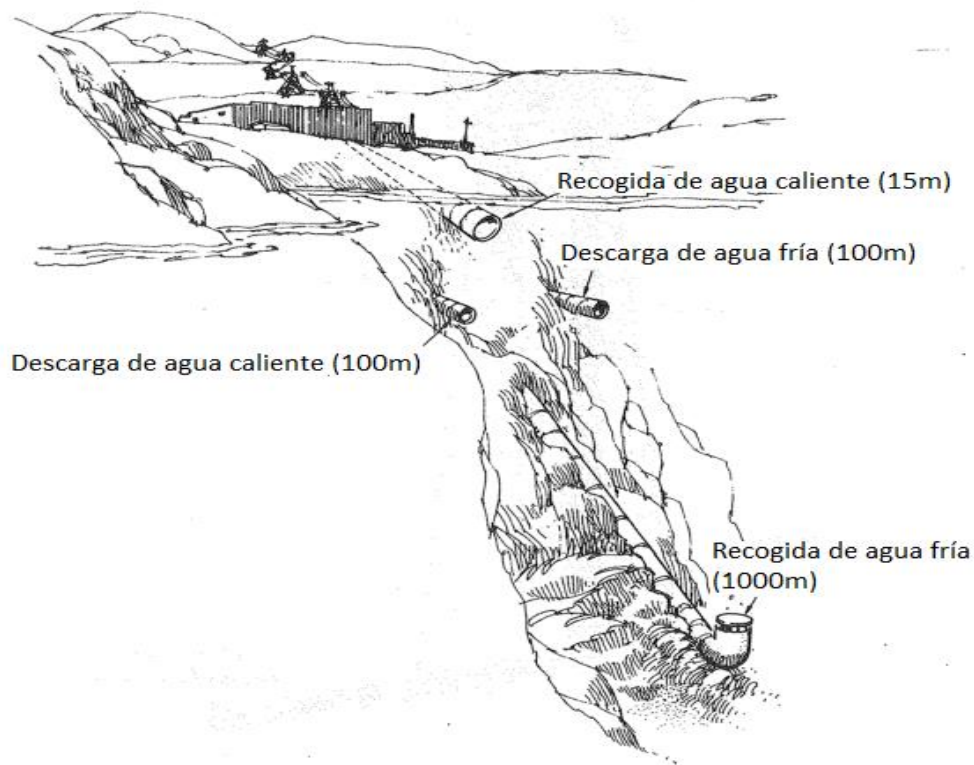


Figura 11. Planta en tierra firme, o cercana a la costa. Adaptado de [14].

### 3.2.2. Plantas montadas en plataformas

Estas plantas son instaladas en zonas de mar abierto con una profundidad de 100 metros aproximadamente, lo que permite una mayor accesibilidad al agua fría y se evitan los daños causados por el fuerte oleaje en la costa.

Las plantas montadas en plataformas se encuentran fijas al suelo y deben soportar las condiciones adversas del mar abierto; además el transporte de la energía eléctrica es más difícil que en el caso anterior debido a la gran longitud de los cables empleados. Estos inconvenientes, unidos al aumento del coste tanto en construcción como mantenimiento, hacen que estas plantas sean de las menos atractivas en relación con el resto de alternativas.

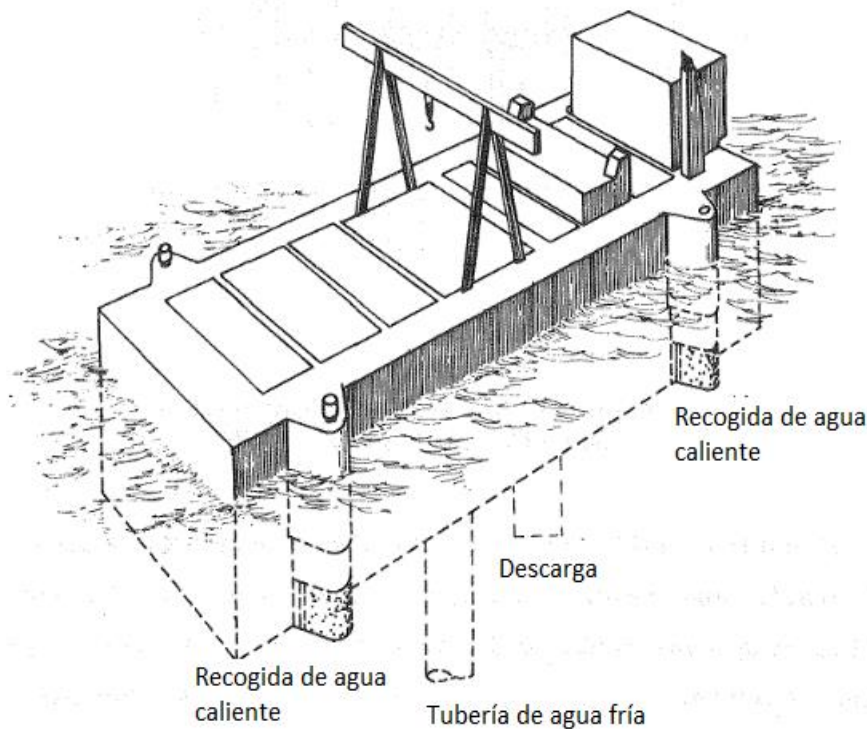


Figura 12. Plantas montadas en plataforma. Adaptado de [14].

### 3.2.3. Plantas flotantes en aguas oceánicas profundas

Generalmente las plantas flotantes están diseñadas para operar en zonas de gran profundidad alejadas de la costa y para sistemas con una gran capacidad de potencia.

Este tipo de plantas son difíciles de estabilizar y, al igual que ocurre con las plantas montadas en plataformas, los cables largos para el transporte de electricidad son muy vulnerables a ser dañados. Además, las olas, vientos y corrientes marinas dificultan la estabilización de la planta y pueden ocasionar daños en las tuberías de suministro. Los costes de mantenimiento también son altos y hay que tener en cuenta que en la gran

mayoría de los casos, la reparación de cables y tuberías a profundidades superiores a 1000 metros es muy complicada.

Las plantas flotantes tendrán sentido en lugares donde se pretende obtener una potencia eléctrica elevada y con perfiles batimétricos óptimos para la instalación del cable submarino. Además esta ubicación de la planta es favorable en aquellos lugares donde la costa es un atractivo turístico y la instalación en tierra firme supondría grandes pérdidas económicas procedentes de dicho sector.

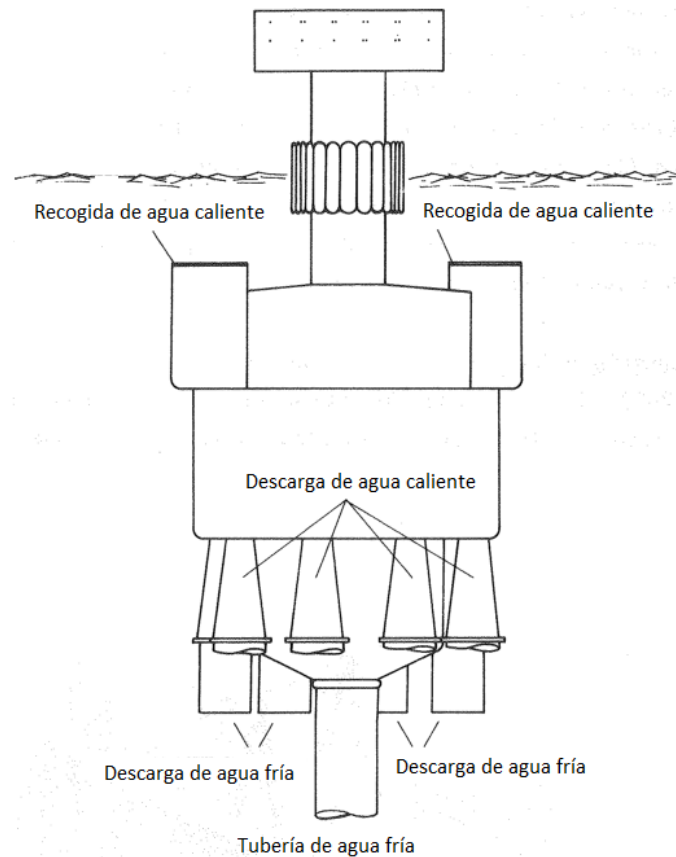


Figura 13. Plantas flotantes en aguas oceánicas profundas. Adaptado de [14].

## Capítulo 4. Impacto de las plantas de energía maremotérmica

### 4.1. Impacto ambiental

Por muy pequeño que sea, las energías renovables siempre tienen un impacto sobre el medio ambiente. En el caso de la tecnología OTEC los daños medioambientales ocasionados son mínimos ya que no emite contaminantes a la atmósfera y no genera residuos tóxicos o perjudiciales.

Sin embargo, la construcción de plantas de energía maremotérmica y la instalación de tuberías y cableado eléctrico puede dañar el medio y destruir los arrecifes de coral si se realiza en zonas medioambientales sensibles.

La mayor preocupación radica en la posible fuga de fluido refrigerante en los ciclos cerrados e híbridos. Por esta razón, están dejando de usarse freones como fluido de trabajo debido a los efectos negativos que tienen sobre el calentamiento global y la capa de ozono. La alternativa actual más usada como fluido refrigerante es el amoníaco ya que a pesar de tratarse de un gas tóxico, se conoce cómo trabajar con él de forma segura si se toman las precauciones necesarias. Además, tal y como se ha mencionado en apartados anteriores, su potencial de calentamiento global y su poder de destrucción de la capa de ozono son nulos.

En relación con la gran cantidad de caudal de agua que trabajan estos sistemas surgen varios problemas que se pueden controlar y solventar siempre y cuando se tomen las medidas oportunas durante las etapas de diseño y operación [8]. En primer lugar surge la problemática del posible arrastre de organismos acuáticos como consecuencia de las corrientes en las tuberías de captación de agua. Este fenómeno es más probable en la zona superficial donde se encuentran la mayor parte de seres vivos.

En segundo lugar, para evitar el crecimiento biológico en los componentes del sistema, suelen utilizarse compuestos químicos como el cloro que pueden causar graves daños al ecosistema. Sin embargo, estudios previos establecen que las dosis necesarias a tal efecto son mínimas y deben suministrarse de forma intermitente, por lo que no existe ningún riesgo sobre el medio ambiente.

Finalmente, el agua del fondo marino es rica en nutrientes y baja en patógenos; su descarga en la superficie supondría el crecimiento acelerado de fitoplancton y el balance del medio ambiente se vería alterado. Para evitarlo, las plantas de energía maremotérmica descargan esta agua a profundidades donde no penetra la luz del sol. Además este inconveniente puede convertirse en una ventaja ya que el agua del fondo marino rica en nutrientes puede ser utilizada para cultivar especies tales como langostas de agua fría y diversos tipos de peces y algas con potencial de productos biotecnológicos.



### 4.2. Impacto socioeconómico

Actualmente existen naciones, como la República Dominicana o Puerto Rico, que dependen energéticamente del exterior e importan combustibles de otros países para suplir sus necesidades. Este hecho hace que cualquier aumento en el precio del combustible tenga repercusiones negativas en estas naciones.

La implantación de la tecnología OTEC en estos lugares les dotaría de autonomía energética, creando una estabilidad de precios de la energía a largo plazo.

Además, la construcción de estas plantas supondría un aumento de la tasa de empleo de la población local que llevaría asociado un bienestar económico y social en la zona.

### 4.3. Viabilidad

#### 4.3.1. Viabilidad técnica

Tras varios años de investigación y desarrollo se puede concluir que actualmente la viabilidad técnica no es un problema y los sistemas OTEC para la generación de energía eléctrica son factibles hoy en día. Los componentes (turbinas, intercambiadores, bombas, etc) y la tecnología aplicada en las plantas de energía maremotérmica están disponibles comercialmente ya que son utilizados en diversas aplicaciones industriales. Incluso los cables y las tuberías submarinas de gran diámetro ya se utilizan para la extracción de petróleo en alta mar.

Actualmente se está trabajando en la creación de configuraciones adicionales de las plantas OTEC centrándose en la optimización de procesos e integración de sistemas, con el fin de reducir los costes y consumo de energía parásita.

#### 4.3.2. Viabilidad económica

La viabilidad técnica no es suficiente para hacer realidad un proyecto OTEC, la base de su comercialización se encuentra en la viabilidad económica, es decir, la capacidad de vender la energía generada por la planta a precios que cubran los costes y proporcionen una rentabilidad razonable para los inversionistas.

El factor de planta, también conocido como factor de capacidad, mide el cociente entre la energía real generada por la central durante un período específico y la energía generada si hubiese trabajado a plena carga durante ese mismo período. Este es un aspecto ventajoso de la tecnología OTEC ya que cuenta con factores de capacidad superiores al 85% y únicamente comparables a los combustibles y la energía nuclear. Esto se debe a la gran disponibilidad de la energía maremotérmica, ya que no está sujeta a variaciones temporales como el resto de energías renovables cuyos factores de planta se encuentran en el rango de 25% a 40%; incluso la energía hidroeléctrica convencional rara vez alcanza factores de carga superiores al 60%.

En relación al coste, la fabricación de plantas OTEC es relativamente costosa en comparación con el resto de plantas de energía convencionales. Típicamente, el coste

de un central de energía maremotérmica de 100 MW es del orden de \$ 6500 a \$ 8000 / kWe. Por esta razón, en [15] se establecen las condiciones que deben cumplirse para que una planta OTEC sea viable económicamente:

- No deben existir otras tecnologías capaces de producir energía a un coste inferior en el emplazamiento elegido.
- El gradiente de temperaturas en el océano debe ser superior a 20 °C durante todo el año.
- Las aguas profundas deben encontrarse relativamente cerca de la costa.
- Debe existir un mercado para la producción de la planta.
- El coste de la electricidad generada por plantas de energía maremotérmica debe ser competitivo con el resto de métodos de obtención de energía eléctrica.

Todas estas condiciones se dan en lugares que consumen grandes cantidades de energía procedente de combustibles fósiles, tales como Republica Dominicana, Puerto Rico, Hawaii, Cuba, las Antillas Menores y las islas del Pacífico.

### 4.4. Riesgo de accidentes

La posibilidad de que ocurra un accidente en las plantas de energía maremotérmica es un aspecto a tener en cuenta con el fin de evitar daños humanos y medioambientales. En concreto, la población afectada en caso de accidente incluye: el personal que trabaja en la planta, la población adyacente a la central y toda la población que hace uso de alguno de sus productos energéticos.

Entre las situaciones potenciales de emergencia cabe destacar las siguientes:

- Como consecuencia de los actos del ser humano:
  - i) Colisiones: Generalmente, el 85% de los accidentes de navegación se producen a menos de 8 km de la costa y en las zonas cercanas a los puertos [14]. Por esta razón es importante comprobar previamente el tráfico de embarcaciones marítimas en la zona cercana a la planta, teniendo en cuenta también el tráfico submarino que podría dañar las tuberías de captación de agua fría o el cable eléctrico submarino.
  - ii) Accidentes: Pueden ocurrir numerosos accidentes que requieran la lucha contra incendios u otras operaciones de emergencias. Para ello es necesario adoptar diversas medidas de seguridad, planes de evacuación y contar con expertos en seguridad entre los trabajadores de la planta.
- Como consecuencia de la naturaleza:

Entre los fenómenos naturales que mayores daños pueden causar destacan los huracanes y las fuertes tormentas. Por esta razón, para evitarlos, se deben estudiar previamente las características meteorológicas de la zona y diseñar la planta con las estructuras y los materiales adecuados.

## Capítulo 5. Caso de estudio

Analizando todos los lugares comprendidos entre el trópico de Cáncer y el trópico de Capricornio con gradientes de temperaturas en el océano óptimos para la implantación de cualquier sistema OTEC, se ha decidido estudiar la viabilidad de implantación de una planta de energía maremotérmica en Puerto Rico. Concretamente, se ha decidido localizar dicha planta en el municipio de Maunabo, al sureste de Puerto Rico, ya que las aguas a 3,2 km mar adentro de la costa frente al Faro de Punta Tuna son un lugar óptimo para llevar a cabo este proyecto. Las características geográficas de esta zona permiten extraer agua a 4 °C a una profundidad de 914 m y a una distancia de 3 km de la costa. Teniendo en cuenta que el agua en la superficie se encuentra a 27 °C, esta localización es una de las zonas más favorables en todo el mundo para obtener este tipo de energía renovable.

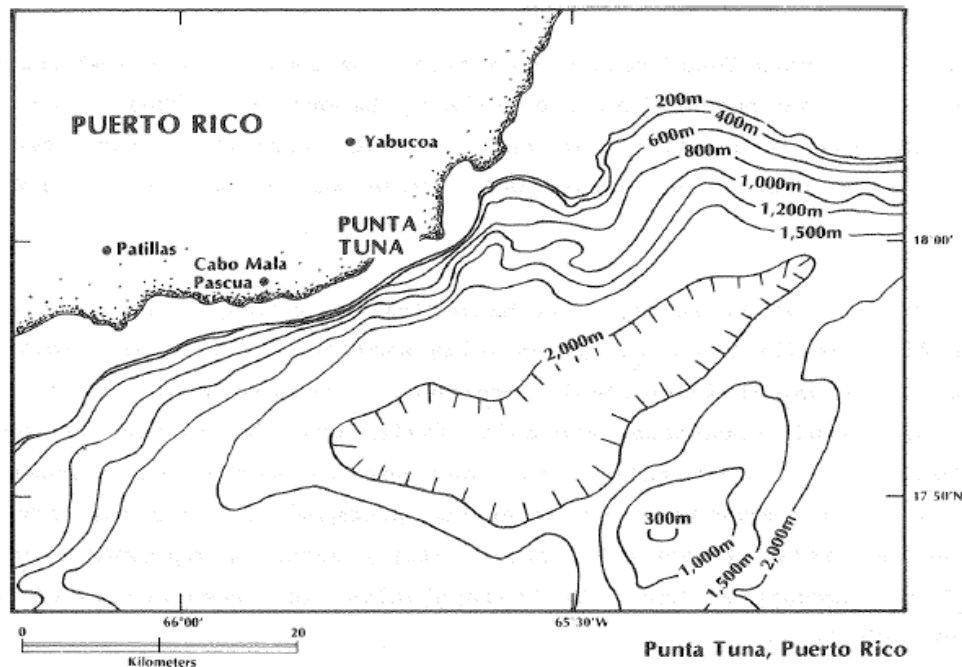


Figura 14. Punta Tuna, Puerto Rico [14].

### 5.1. Localización de la planta. Puerto Rico.

Puerto Rico es un territorio no incorporado estadounidense con estatus de autogobierno situado en el Caribe oriental y es la más pequeña de las Antillas Mayores. Esta isla, de forma casi rectangular, cuenta con una superficie de cerca de 9.000 km<sup>2</sup> en la que habitan 3.725.789 personas según el Censo Federal de 2010. Su capital es San Juan y tiene un clima tropical con temperaturas medias de 28 °C [16].



Figura 15. Localización de Maunabo en Puerto Rico. Adaptado de Google Earth.

Tal y como se ha mencionado anteriormente, el estudio sobre la implantación de una central de energía maremotérmica se centra en el municipio de Maunabo, al sureste de la isla de Puerto Rico (figura 15) y específicamente en las coordenadas  $18^{\circ} 0' 25,88''$  N,  $65^{\circ} 53' 57,58''$  W. Este municipio cuenta con 12.142 habitantes (datos del 2011) y una superficie de  $72,21 \text{ km}^2$  dividida en nueve barrios: Calzada, Lizas, Palo Seco, Emajaguas, Talante, Tumbao, Matuyas Alto, Matuyas Bajo y Quebrada Arenas [17]. Concretamente se propone instalar la planta a una distancia de 3 km mar adentro frente al Faro de Punta Tuna (figura 16).



Figura 16. Localización de la planta OTEC del caso de estudio. Adaptado de Google Earth.

## 5.2. Mix energético en Puerto Rico

El desarrollo de Puerto Rico se encuentra sujeto al uso racional de la energía, al igual que el resto de países, ya que prácticamente todas las actividades económicas y sociales dependen en mayor o menor grado de ella.

Como la mayoría de las islas del Caribe, Puerto Rico tiene una gran dependencia energética del exterior importando petróleo para la producción de energía eléctrica.

La historia energética de este país demuestra que a pesar de la evolución a nivel mundial para adoptar fuentes de energía eléctrica más eficientes, el desarrollo infraestructural para la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica ha permanecido estancado como consecuencia de esta dependencia del petróleo, en contraposición con lo que ocurre en otras muchas jurisdicciones que han logrado alejarse de esta fuente por su elevado precio y su efectos perjudiciales para el medioambiente.

Actualmente el 61,77 % de la generación de energía en Puerto Rico procede del petróleo, el 18,45 % del gas natural, el 17,23 % del carbón y tan solo el 2,55 % de la energía total procede de fuentes de energía renovables tal y como se refleja en la figura 17. Estos datos reflejan un claro dominio de las energías no renovables que representan un 87,45 % del mix energético de la isla.

En cuanto a las energías renovables, la mayor producción de energía corresponde a la energía eólica (1,3 %), seguida de la energía fotovoltaica (0,6 %) e hidroeléctrica (0,45 %).

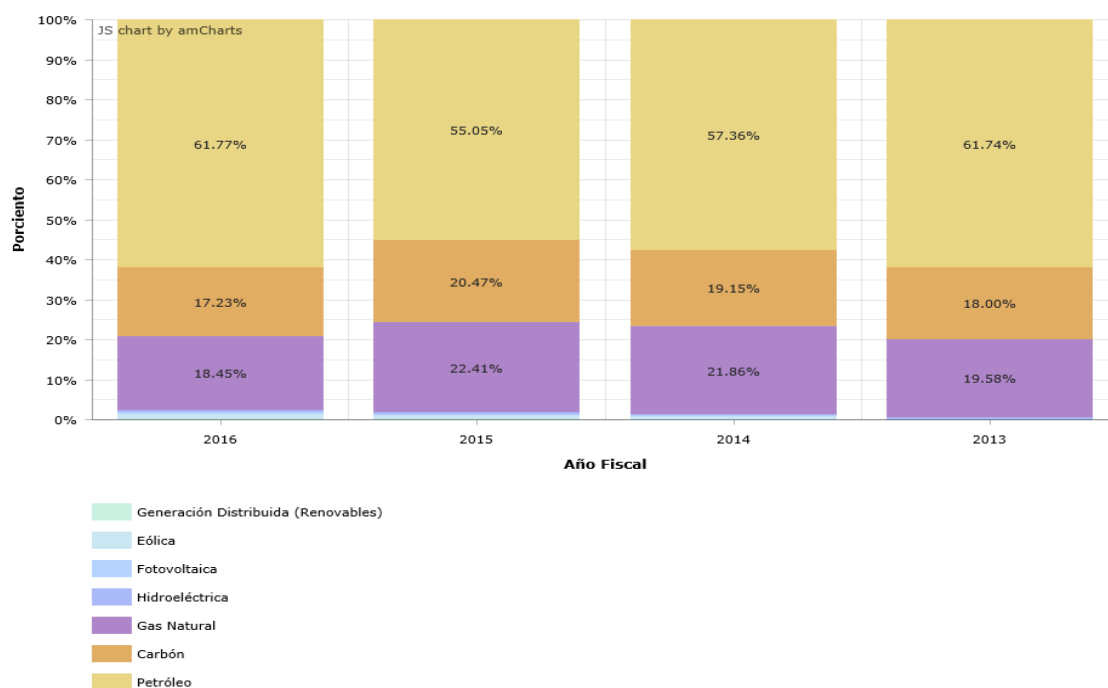


Figura 17. Distribución porcentual de la generación de energía por tipos. AEE [18].

**Nota:** Año Fiscal se refiere al periodo de 12 meses comprendido entre el 1 de julio de un año natural y el 30 de junio del año natural siguiente.

En cuanto al consumo energético, se alcanzó un máximo en el año 2006 y desde entonces ha ido disminuyendo tal y como puede apreciarse en la figura 18.

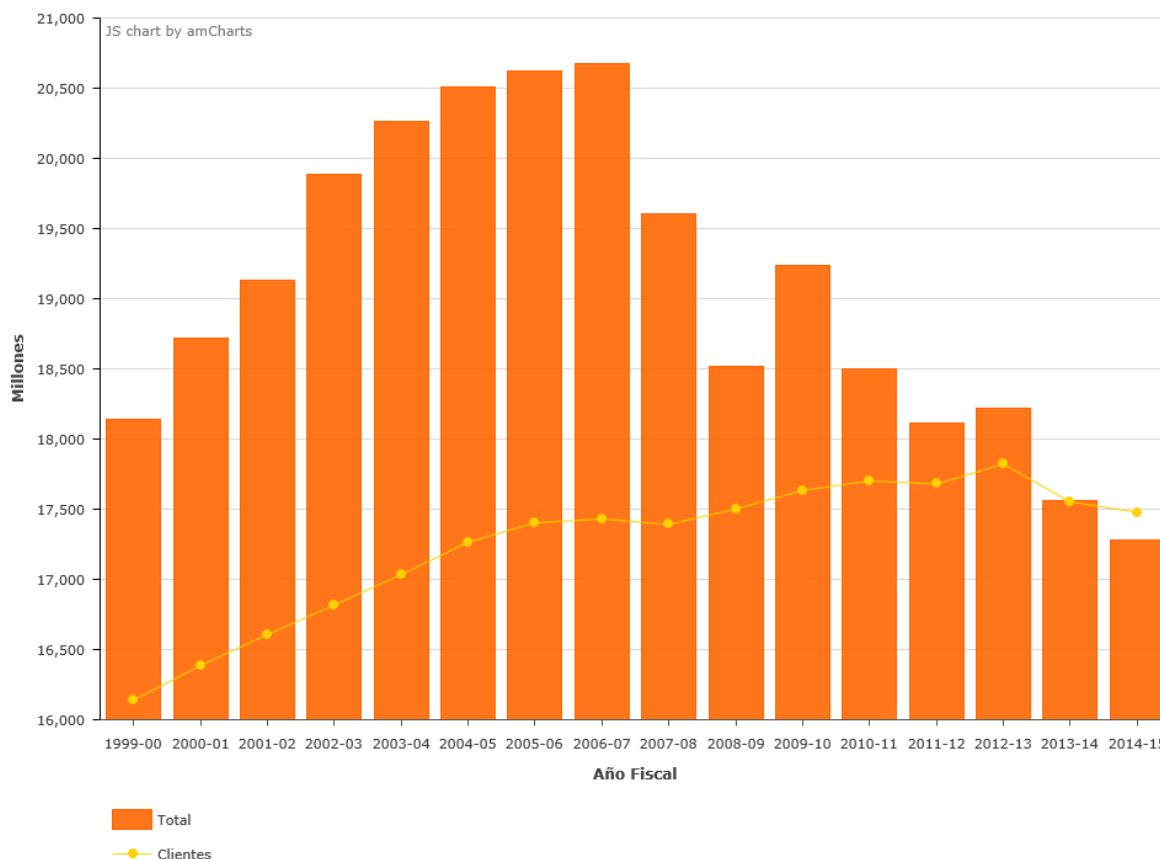


Figura 18. Consumo total de energía en millones de kWh vs. clientes activos de la AEE. AEE [18]

Concretamente, en el municipio de Maunabo, la energía consumida entre los años 2003 y 2015 fue de 37673,111 MWh, según los datos proporcionados por la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico [18]. Además, cada año el consumo es mayor y el último valor registrado de 2014 muestra un consumo medio durante ese año de 4000 MWh.

A nivel mensual, la generación bruta de energía eléctrica durante el año fiscal 2014-2015 sigue la distribución presente en la figura 19, donde se puede comprobar que el máximo se da en el mes de octubre y por el contrario el mínimo de generación eléctrica corresponde al mes de febrero.



Figura 19. Generación eléctrica bruta en mkWh. AEE [18]

Además la demanda y producción de agua potable van de la mano y no existe una holgura que permita suministrar agua potable durante un tiempo prolongado en aquellos meses en los que disminuye la producción o aumenta la demanda [19]. Con el fin de evitar este problema ante una futura sequía como la de 2015, se propone la creación de una planta de energía maremotérmica híbrida que permita la obtención de agua desalinizada.

### 5.3. Estudio de los parámetros que influyen en la viabilidad de la planta

#### 5.3.1. Geología

Para facilitar la instalación y el montaje de la planta es necesario hacer un estudio previo de la estratigrafía y batimetría en el punto de operación. En particular, la costa de Maunabo presenta arrecifes de coral y sedimentos a profundidades de 50 metros [14]. Este inconveniente, unido a la irregularidad del suelo marino dificultaría el anclaje de los cables de transporte de corriente eléctrica y la instalación de las tuberías de extracción de agua fría.

Los datos sobre el perfil batimétrico de la zona de estudio se recogen en la tabla 3 y en la figura 20, donde se representa la profundidad en función de la distancia a la costa de Maunabo.

Profundidad (m)	Distancia a la costa (km)
100	1
400	2
800	4
1200	6
1600	8
1800	9
1900	12
2000	15

Tabla 3. Profundidad vs. Distancia a la costa. Adaptado de NASA [20]

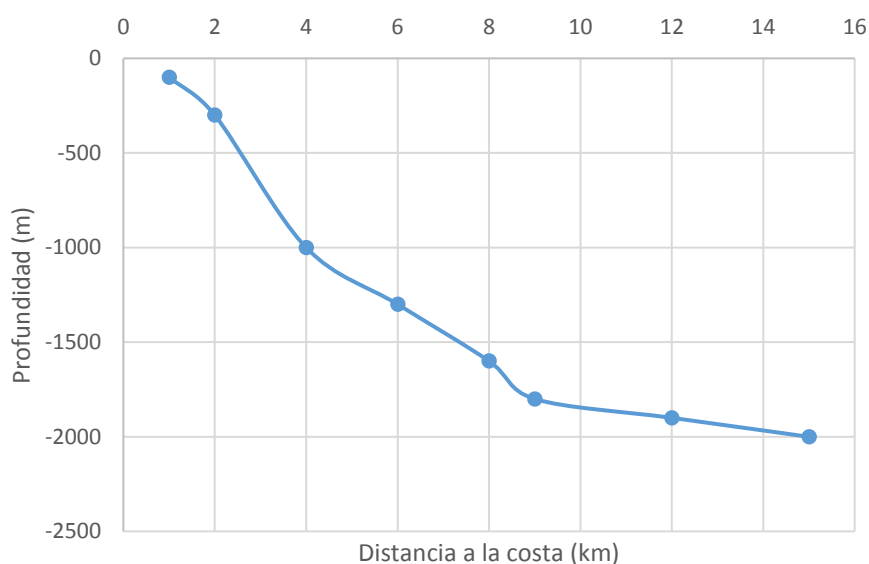


Figura 20. Profundidad vs. Distancia a la costa.

### 5.3.2. Gradiente de temperaturas oceánicas

Como se ha mencionado anteriormente, el requisito principal para obtener un rendimiento aceptable en cualquier planta de energía maremotérmica, es disponer de un gradiente de temperaturas superior a 20 °C entre la capa superficial y el fondo oceánico. En Maunabo, este gradiente de temperaturas oscila entre un máximo de 23.9 °C y un mínimo 20.9 °C. Además, la profundidad de termoclima es de 50m en verano y 100m en invierno.

Los datos de temperatura en función de la profundidad se recogen en la tabla 4 y se representan gráficamente en la figura 21. Cabe destacar que estos datos pertenecen al



mes de abril de 2016 por ser este el único mes en el que la NASA realizó las medidas. Sin embargo, por tratarse de una zona cercana al ecuador y tal y como se ha explicado en apartado anteriores, podemos considerar que el gradiente de temperaturas se mantiene constante durante todos los meses del año.

Profundidad (m)	Temperatura (°C)
7	26,58
29	26,53
55	26,47
106	25,04
147	23,39
217	19,89
308	16,77
409	14,03
813	6,86
1114	4,75
1551	4,25

Tabla 4. Profundidad vs. Temperatura. Adaptado de NASA [20]

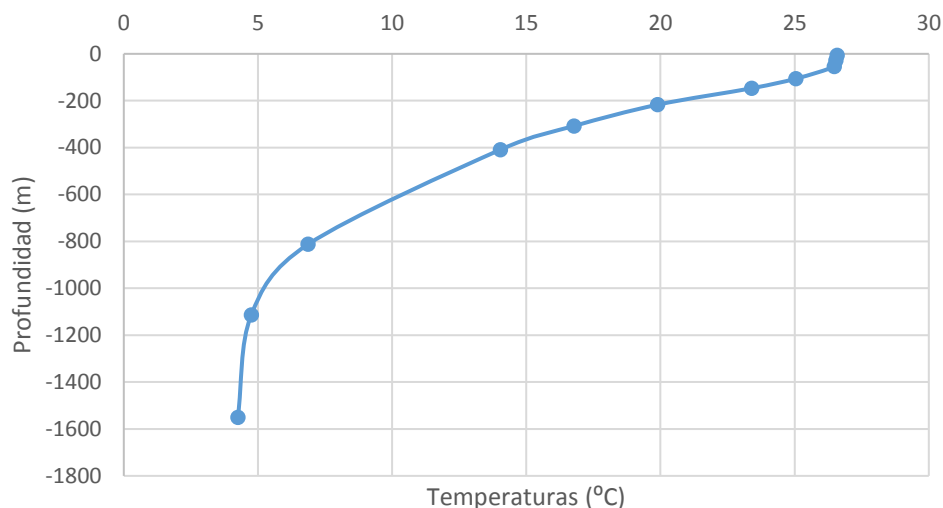


Figura 21. Profundidad vs. Temperatura.

Analizando la figura 21 podemos observar como varía la temperatura del agua en función de la profundidad. Se puede comprobar que en esta localización, para profundidades inferiores a los 100 m, se puede disponer de agua caliente entre los 25 y 27 °C y además, existe un cambio brusco de temperaturas que permite tener agua fría a temperatura inferior a 5 °C a una profundidad superior a 1000 m. De este modo se puede afirmar que existe un elevado gradiente térmico, óptimo para la implantación de una central de energía maremotérmica, en el lugar seleccionado como caso de estudio.

### 5.3.3. Salinidad

La salinidad mide el contenido de sales minerales disueltas en agua. Para la realización de dicho proyecto es un parámetro importante que se debe tener en cuenta, ya que la salinidad determina la densidad del agua y si varía considerablemente con la profundidad, entonces la densidad no podrá suponerse constante en la zona de trabajo. Las unidades en que se mide la salinidad son PSU y son equivalentes a los gramos de sal por litro de disolución.

Típicamente, la variación de salinidad en el océano durante el año es pequeña y por esta razón pueden considerarse constante. A continuación se presentan los datos acerca de la variación de salinidad en función de la profundidad para el caso de estudio en el presente proyecto en el mes de abril (tabla 5).

Profundidad (m)	Salinidad (PSU)
7	36,38
29	36,39
55	36,43
106	37
147	37,17
217	36,82
308	36,30
409	35,81
813	34,88
1114	34,94
1551	34,96

Tabla 5. Profundidad vs. Salinidad. Adaptado de NASA [20]

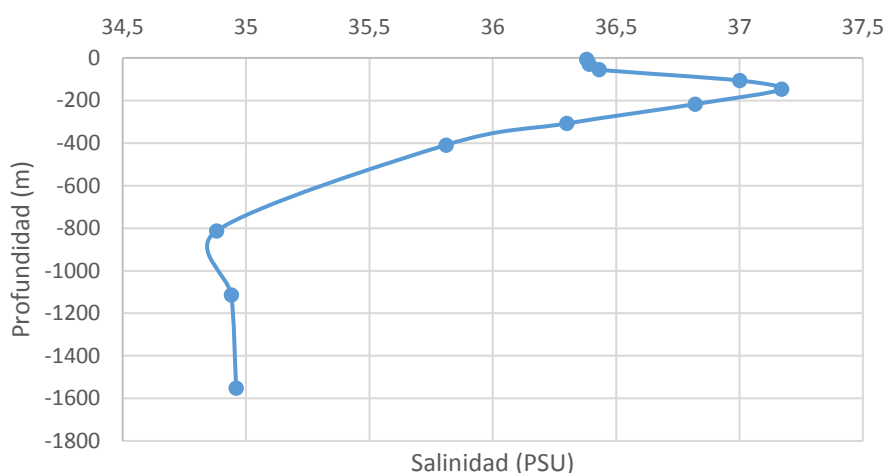


Figura 22. Profundidad vs. Salinidad.

### 5.3.4. Densidad

La densidad del agua de mar varía con la temperatura y la salinidad en un rango entre  $1,02 \text{ g/cm}^3$  y  $1,029 \text{ g/cm}^3$  tal y como puede apreciarse en la figura 23.

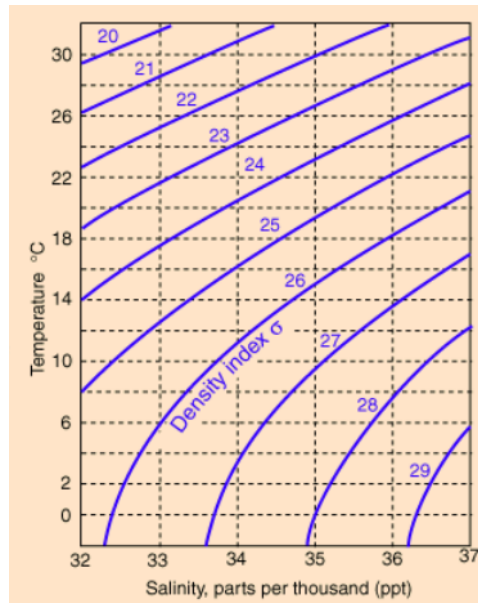


Figura23. Densidad en función de la salinidad y temperatura del agua.

Típicamente, la densidad se indica con un índice de densidad  $\sigma$  que es la diferencia con una densidad de  $1 \text{ g/cm}^3$  multiplicada por mil.

Podemos comprobar que la diferencia de densidad entre el agua superficial y el agua del fondo oceánico es prácticamente despreciable en el caso de estudio analizado en este proyecto.

*Profundidad 0m:*  $T = 27^\circ\text{C}, \text{sal.} = 36,46 \text{ PSU} \rightarrow \sigma \approx 24 \rightarrow \rho \approx 1,024 \text{ g/cm}^3$

*Profundidad 1000m:*  $T = 4^\circ\text{C}, \text{sal.} = 34,9 \text{ PSU} \rightarrow \sigma \approx 27,5 \rightarrow \rho \approx 1,027 \text{ g/cm}^3$

### 5.3.5. Meteorología

La duración y frecuencia de las fuertes tormentas tropicales, así como el estudio de la velocidad y dirección del viento y la probabilidad de huracanes, son aspectos a tener en cuenta durante el diseño para evitar daños materiales y asegurar el funcionamiento de nuestra planta de forma prolongada en el tiempo. En la zona de estudio propuesta, la velocidad media del viento se sitúa en torno a 7 y 40 km/h, alcanzando máximos en los últimos meses de otoño e invierno. Alejándonos de la costa mar adentro, la visibilidad es buena y la altura de las olas alcanza valores medios entre 0.3 y 2 m. Finalmente, la probabilidad anual de que ocurra un huracán es del 44% [14].

En la figura 24 se puede obtener información acerca de la cantidad de agua que precipita y se evapora al año, en función de la latitud en la que nos encontremos. Para simplificar la lectura de dicha gráfica se ha pintado una línea vertical azul que corresponde a la latitud de  $18^\circ \text{ N}$  donde se localiza Maunabo.

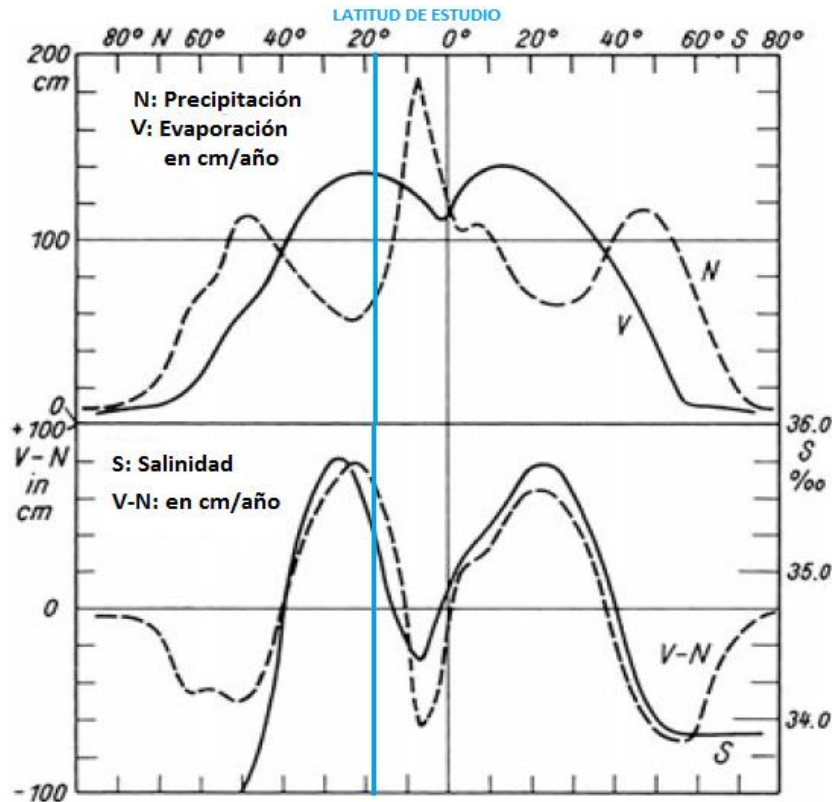


Figura 24. Gráfica de evaporación, precipitación y salinidad en función de la localización geográfica. Adaptado de [9].

Observando la parte inferior de la figura 24 se comprueba que la cantidad de agua evaporada al año es superior a la cantidad de agua que precipita.

Cuando ocurre la evaporación, se produce un aumento de la salinidad en la zona superficial del océano, y por el contrario, las precipitaciones disminuyen dicha salinidad. Por esta razón, ambos fenómenos son importantes ya que al influir directamente sobre la salinidad, lo hacen también indirectamente sobre la densidad superficial del océano.

Además se puede comprobar que la evaporación depende la temperatura y la velocidad del viento, que genera olas en la superficie y favorece dicho fenómeno. Por esta razón, en las altas latitudes donde las temperaturas son inferiores, la atmósfera es casi incapaz de absorber vapor de agua; sin embargo, a medida que disminuimos la latitud, la evaporación aumenta debido al aumento de la temperatura. Finalmente, se observa que en el ecuador la evaporación disminuye significativamente, esto es debido a que el aire allí ya se encuentra saturado con vapor de agua y además la velocidad del viento es pequeña debido a que la fuerza de Coriolis tiende a cero.

### 5.3.6. Circulación de las corrientes marinas

Las corrientes oceánicas son fenómenos específicos del lugar influenciados por las características locales. La circulación de dichas corrientes afecta al flujo de descarga de la planta y puede determinar la renovación del recurso termal de agua caliente. Concretamente, en [14] se especifica que la velocidad de las corrientes superficiales frente al faro de Punta Tuna oscila entre 10 y 40 cm/s.

### 5.3.7. Estudio fotobiológico

En nuestra localización geográfica de estudio, a profundidades superiores a los 120 m, la luz que incide sobre la superficie es atenuada al 1% y esto impide la fotosíntesis a profundidades superiores [14].

### 5.3.8. Características químicas

En este apartado se realiza un estudio del oxígeno disuelto en el agua y de los nutrientes presentes en función de la profundidad para evaluar los efectos de la redistribución de aguas en el océano y los daños ocasionados por la presencia de la planta.

La cantidad de nitratos presentes en el océano (figura 25a) aumenta con la profundidad hasta alcanzar un máximo de 30  $\mu\text{g-atom/l}$  a 650 m de profundidad, a partir de esta profundidad la cantidad de nitratos empieza a disminuir pero de forma menos significativa. En cuanto a la cantidad de fosfatos (figura 25b), la distribución es similar; la cantidad de fosfatos aumenta con la profundidad hasta alcanzar un máximo de 1,75  $\mu\text{g-atom/l}$  a 750 m de profundidad.

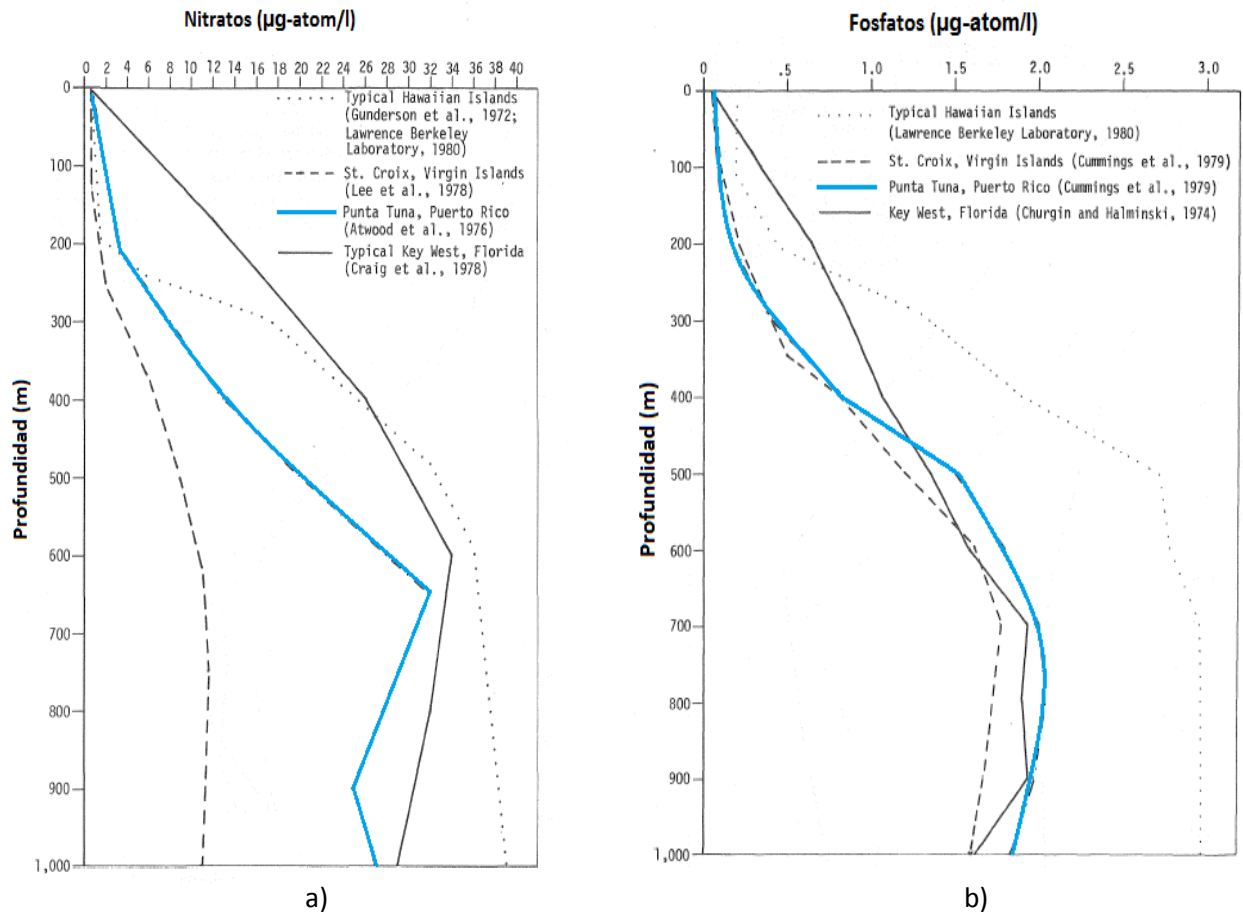


Figura 25. a) Cantidad de nitratos en función de la profundidad. b) Cantidad de fosfatos en función de la profundidad. Adaptado de [14].

La cantidad de oxígeno disuelto en el agua (figura 26) disminuye con la profundidad hasta alcanzar un mínimo. Estos valores varían típicamente entre los 5 ml/l de agua y los 3 ml/l.

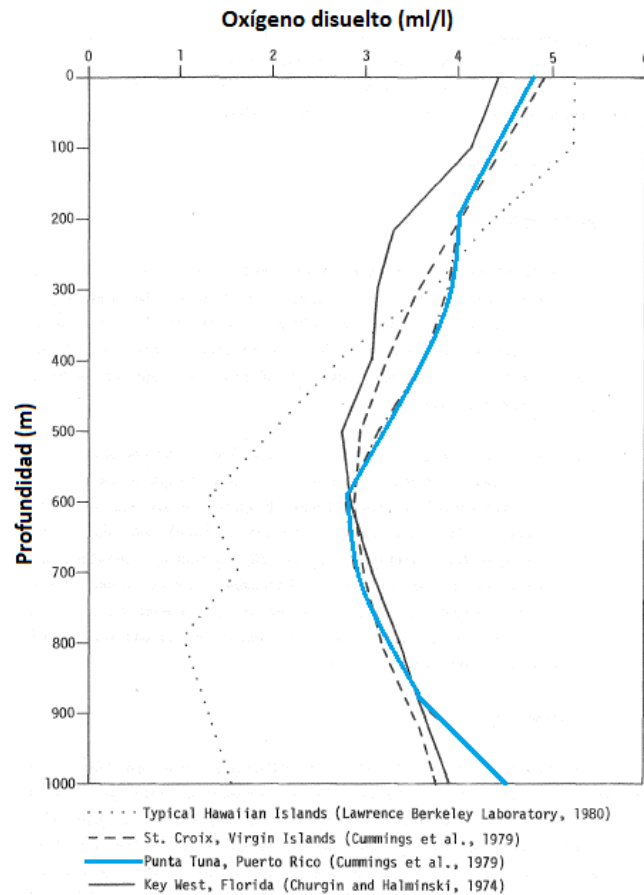


Figura 26. Oxígeno disuelto en función de la profundidad. Adaptado de [14].

### 5.3.9. Características biológicas

Es importante analizar la distribución de fitoplancton y zooplancton para analizar el posible impacto de la planta de energía maremotérmica sobre la fauna marina.

El fitoplancton son algas flotantes sobre las que se basa el resto de la cadena alimenticia marina. Para estimar la cantidad de fitoplancton es útil analizar la cantidad de clorofila presente en el agua. En la costa de Maunabo, dicha cantidad oscila entre los 0.05 y 0.2 mg/m<sup>3</sup> en la superficie y entre los 0.15 y 0.3 mg/m<sup>3</sup> a partir de los 80 m de profundidad [14].

El zooplancton son animales pasivos flotantes que forman el segundo nivel trófico de la cadena alimenticia marina. Se divide en dos grupos: microzooplancton y macrozooplancton. Típicamente, la concentración de microzooplancton es de 0.8 mg/m<sup>3</sup> hasta los 200 m de profundidad y la de macrozooplancton es de 2.5 mg/m<sup>3</sup> en los primeros 150 m [14].

#### 5.4. Tipo de planta de energía maremotérmica propuesta

Teniendo en cuenta todos los datos geográficos y económicos de Puerto Rico analizados anteriormente, en el presente caso de estudio se propone la implantación de un ciclo OTEC híbrido que pueda abastecer de agua desalinizada a la población de Maunabo en aquellas temporadas de sequía donde la demanda de agua es superior a la cantidad disponible.

Además, gracias al estudio batimétrico de la zona de estudio, es lógico pensar en la construcción de una planta flotante a 3 km de la costa frente al faro de Punta Tuna tal y como se muestra en la figura 27, ya que en ese punto geográfico, los 1000 m de profundidad hacen posible la instalación de este tipo de planta.

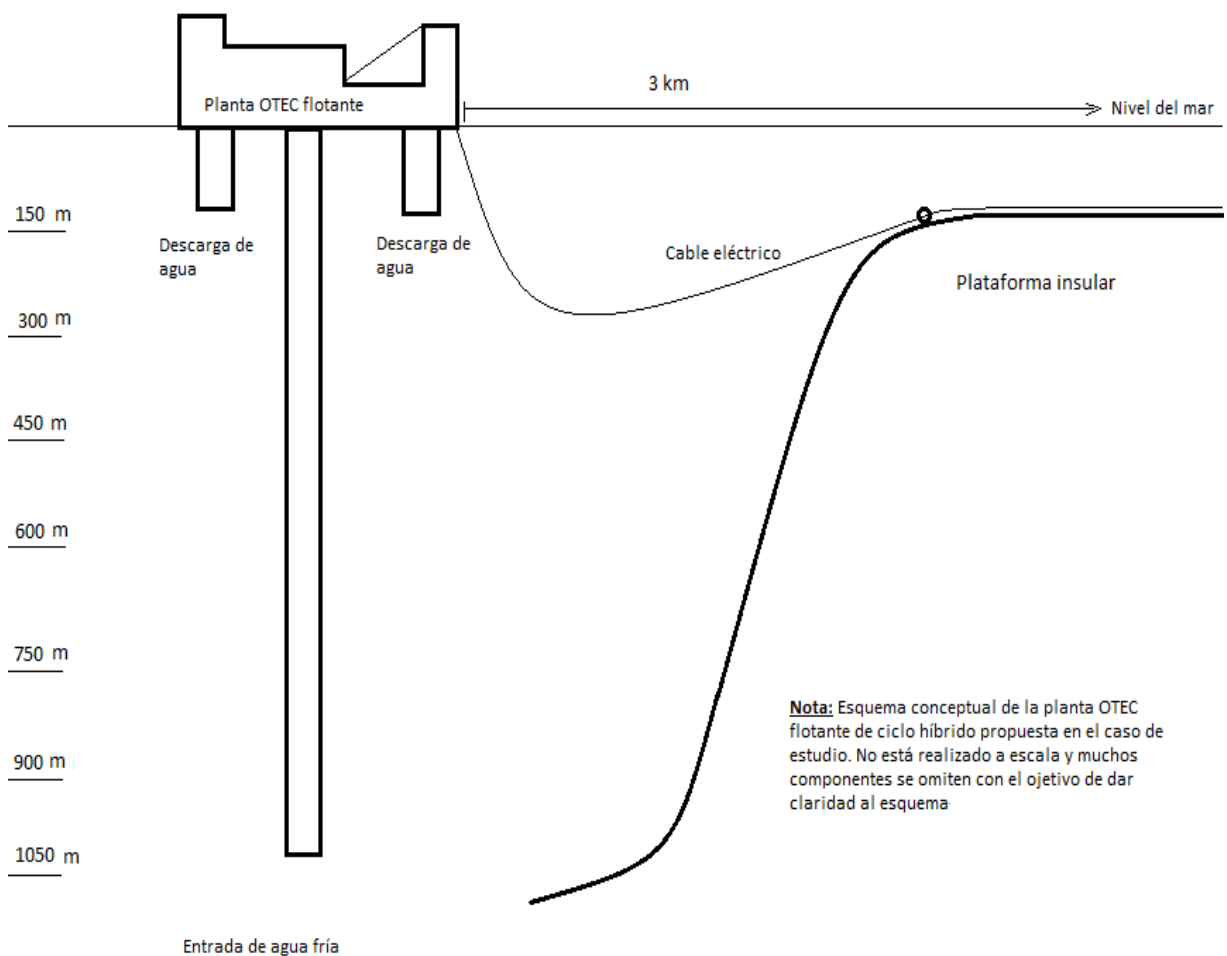


Figura 27. Esquema conceptual de la planta OTEC propuesta.



## 5.5. Diseño de la planta y estudio termodinámico de la misma

### 5.5.1. Parámetros de diseño

En la tabla 6 se representan los parámetros de diseño iniciales de la planta de energía maremotérmica. Se trata de una central de 10 MW de potencia neta y que utiliza amoníaco como fluido de trabajo. Esta potencia puede incrementarse o reducirse variando el flujo másico que circula por el circuito primario.

Los rendimientos de las bombas, turbinas y generadores corresponden a los rendimientos típicos de estos componentes en cualquier planta OTEC.

La velocidad del fluido en el conducto de succión de agua fría se fija en 2 m/s, siguiendo los criterios presentes en el apartado 5.5.4.4. Además, el material utilizado en la fabricación de estas tuberías es plástico reforzado con fibras de vidrio.

Para la fabricación de los intercambiadores se utiliza acero inoxidable. El condensador propuesto es un condensador de superficie por tratarse de un ciclo cerrado; en cuanto al evaporador, en el presente trabajo se van a exponer las dos alternativas posibles, evaporador de placas y evaporador tubo-carcasa, y analizando los resultados de su dimensionamiento se decidirá cuál de las dos configuraciones es la mejor para el caso de estudio que nos ocupa.

Finalmente se fija también la presión en el interior de la cámara de vacío, teniendo en cuenta que esta debe ser inferior a la presión de saturación del flujo entrante y que debe ser ligeramente superior a la presión de condensación en el segundo condensador como consecuencia de las pérdidas de carga en las tuberías.

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidades
<b>Rendimientos</b>			
Rendimiento turbina	$\eta_T$	0,86	-
Rendimiento generador	$\eta_G$	0,975	-
Rendimiento bomba de fluido de trabajo	$\eta_{BFT}$	0,75	-
Rendimiento bomba de agua caliente	$\eta_{BC}$	0,8	-
Rendimiento bomba de agua fría	$\eta_{BF}$	0,75	-
<b>Flujos másicos</b>			
Flujo másico de agua caliente	$\dot{m}_C$	26200	kg/s
Flujo másico de agua fría	$\dot{m}_F$	29300	kg/s
<b>Tubería de captación de agua fría</b>			
Velocidad en el conducto de agua fría	$u_F$	2	m/s
Rugosidad del conducto de agua fría	$\varepsilon_F$	0,000004	m
Esfuerzo máximo del material	$\sigma_u$	618,9	MPa
Factor de seguridad en el conducto	$n$	1,3	-
<b>Evaporador de placas</b>			
Longitud de la placa	$L_p$	2,5	m
Anchura de la placa	$w_p$	1	m
Espesor de la placa	$t_p$	0,0005	m

Distancia entre placas	$x_p$	0,005	m
Conductividad térmica de la placa	$k_p$	16,3	W/mK
Ángulo de Chevron	$\beta$	45	°
Relación de longitudes	$\Lambda$	1,15	-
<b>Evaporador Tubo-Carcasa</b>			
Número de pasos por tubo	$N_{pt,E}$	1	-
Diámetro exterior de los tubos	$d_{e,E}$	25,4	mm
Espesor de los tubos	$e_E$	2,1	mm
Distancia entre tubos	$p_{t,E}$	31,7	mm
Distancia entre baffles	$L_{b,E}$	1,06	m
Conductividad térmica de los tubos	$k_t$	16,3	W/mK
<b>Condensador</b>			
Número de pasos por tubo	$N_{pt,C}$	2	-
Diámetro exterior de los tubos	$d_{e,C}$	24	mm
BWG (galga)	$galga$	25	-
Distancia entre tubos	$p_{t,C}$	35	mm
Resistencia de ensuciamiento	$R''_{tf,C}$	0,00024	m <sup>2</sup> K/W
<b>Cámara de vacío</b>			
Presión en el interior de la cámara de vacío	$P_{EF}$	0,015	bar
Capacidad de desalinización	$r_{EF}$	1,5	%

Tabla 6. Parámetros de diseño iniciales de la planta de energía maremotérmica. Adaptado de [21] y [22].

### 5.5.2. Hipótesis previas

- Se considera una temperatura de 27 °C constante en la superficie del océano y una temperatura de 4 °C en el fondo.
- La captación de agua caliente se realiza a una profundidad de 20 m y la succión de agua fría a una profundidad de 1000 m.
- La descarga de agua se realiza a una profundidad de 150 m.
- Inicialmente no se consideran las pérdidas de carga en los intercambiadores, aunque posteriormente se demostrará que algunas de ellas son despreciables.
- Para el cálculo de las propiedades termodinámicas se utiliza agua dulce en vez de agua salada ya que en las librerías de Coolprop estas últimas no se encuentran disponibles.

### 5.5.3. Estudio termodinámico de la planta

Conociendo el gradiente de temperaturas en la localización geográfica donde se pretende construir la planta de energía maremotérmica, podemos hacer un cálculo estimado de su rendimiento termodinámico máximo y viene dado por la expresión (5.1)

$$\eta = \frac{(T_2 - T_1)}{(T_2 + 273)} \quad (5.1)$$

donde  $T_1$  y  $T_2$  son las temperaturas (en grados centígrados) del foco frío y caliente, respectivamente.

Particularizando para las temperaturas del caso de estudio ( $T_1 = 4\text{ }^{\circ}\text{C}$  y  $T_2 = 27\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) e introduciéndolas en (5.1) se obtiene un rendimiento teórico máximo del 7,66%. Se debe tener en cuenta que el rendimiento real de la central será inferior a este valor ya que previamente se están despreciando los rendimientos de los distintos componentes del sistema (turbinas, bombas, intercambiadores de calor...) que generalmente están comprendidos entre el 80% y el 95%.

Para resolver el ciclo Rankine de estudio y calcular las propiedades termodinámicas en cada punto (figura 28), se han realizado varios balances de masa y energía usando el programa informático Mathcad para realizar los cálculos y las librerías de Coolprop para estimar las propiedades termodinámicas.

Además es importante tener en cuenta una serie de aclaraciones previas:

- A la salida del evaporador el fluido de trabajo, en forma de vapor, se encuentra en condiciones de saturación.
- A la entrada del condensador encontramos una mezcla de vapor y líquido, y a la salida de este tenemos líquido saturado.

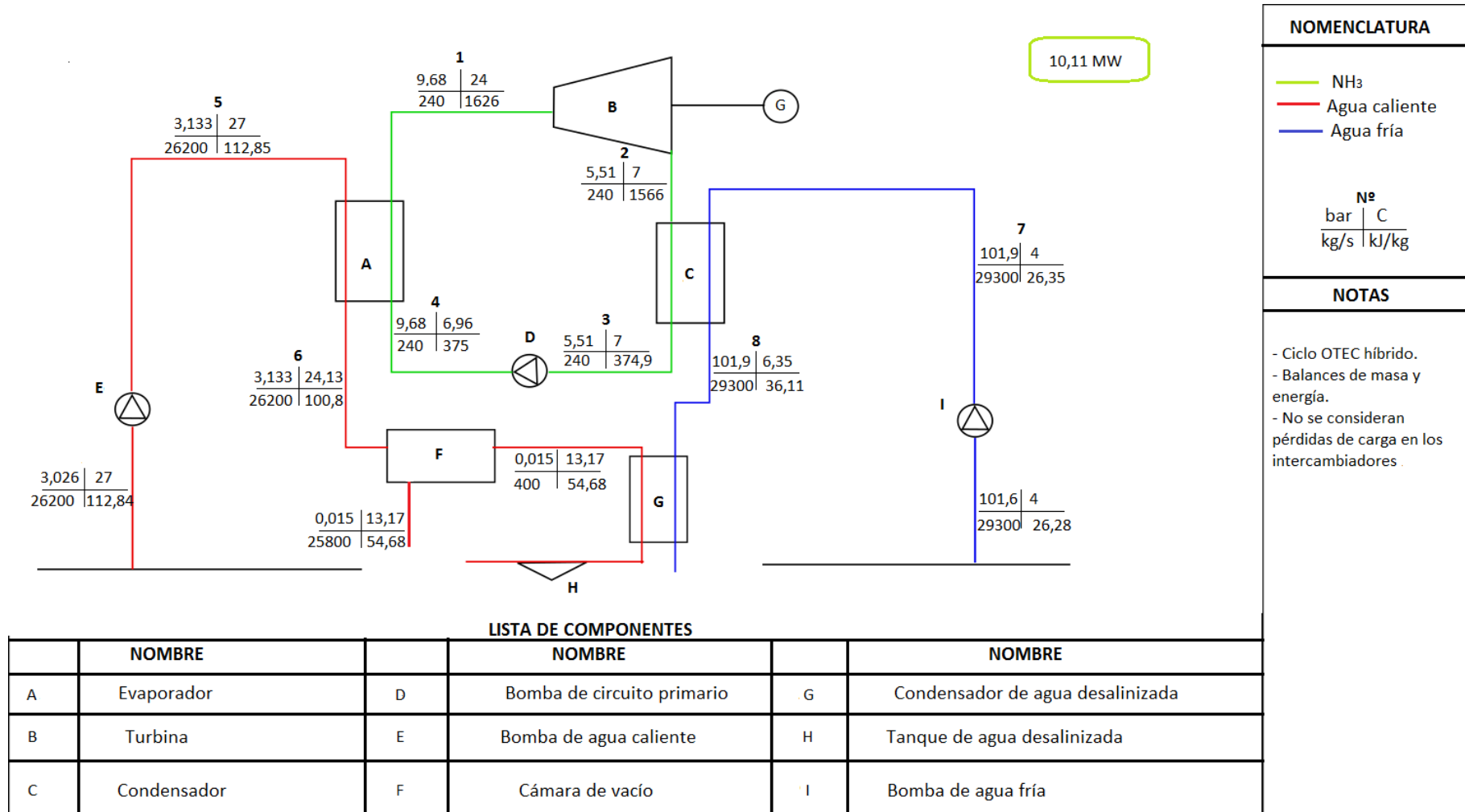


Figura 28. Resolución del ciclo termodinámico OTEC del caso de estudio

A continuación se estudia la potencia neta entregada por la planta de energía maremotérmica propuesta, calculando los flujos de calor y trabajo presentes en cada componente.

La potencia neta  $\dot{W}_N$  se puede calcular como la resta del trabajo disponible en el generador menos el trabajo necesario para bombear, y viene dada por la expresión (5.2).

$$\dot{W}_N = \dot{W}_G - (\dot{W}_{BC} + \dot{W}_{BF} + \dot{W}_{BFT} + \dot{W}_V) \quad (5.2)$$

Donde:

$\dot{W}_G$  = trabajo disponible en el generador

$\dot{W}_{BC}$  = trabajo requerido para bombear el agua caliente de la superficie

$\dot{W}_{BF}$  = trabajo requerido para bombear el agua fría del fondo oceánico

$\dot{W}_{BFT}$  = trabajo requerido para bombear el fluido de trabajo

$\dot{W}_V$  = trabajo requerido por la bomba de vacío.

A continuación se presentan las expresiones matemáticas que permiten calcular todos los trabajos y calores intercambiados en el ciclo OTEC propuesto.

1. Trabajo disponible en el generador,  $\dot{W}_G$

El trabajo entregado por el generador se puede calcular haciendo uso de (5.3)

$$\dot{W}_G = \dot{m}_{FT} \cdot \eta_T \cdot \eta_G \cdot (h_1 - h_2) \quad (5.3)$$

Donde:

$\dot{m}_{FT}$  = flujo másico del fluido de trabajo

$\eta_T$  = rendimiento de la turbina

$\eta_G$  = rendimiento del generador

$h_1, h_2$  = entalpías en dichos puntos del ciclo.

2. Calor intercambiador en el condensador,  $\dot{Q}_C$

El calor cedido por el fluido de trabajo en el condensador es:

$$\dot{Q}_C = \dot{m}_{FT} \cdot (h_2 - h_3) \quad (5.4)$$

Donde:

$\dot{m}_{FT}$  = flujo másico del fluido de trabajo

$h_2, h_3$  = entalpías en dichos puntos del ciclo.

El calor absorbido por el agua fría procedente del fondo del océano se calcula cómo:

$$\dot{Q}_C = \dot{m}_F \cdot c_p \cdot (T_8 - T_7) \quad (5.5)$$

Donde:

$\dot{m}_F$  = flujo másico de agua fría

$c_p$  = calor específico del agua del mar

$T_8, T_7$  = temperaturas en dichos puntos del ciclo

Finalmente este calor intercambiado en el condensador también se puede calcular haciendo uso de (5.6)

$$\dot{Q}_C = U_c \cdot A_c \cdot (\Delta T_m)_c \quad (5.6)$$

Donde:

$U_c$  = coeficiente global de transferencia de calor en el condensador

$A_c$  = área de transferencia de calor

$(\Delta T_m)_c$  = incremento de temperaturas logarítmico medio del condensador

3. Trabajo requerido para bombear el fluido de trabajo,  $\dot{W}_{BFT}$

Este trabajo puede calcularse de la siguiente forma:

$$\dot{W}_{BFT} = \frac{\dot{m}_{FT} \cdot (h_4 - h_3)}{\eta_{BFT}} \quad (5.7)$$

Donde:

$\dot{m}_{FT}$  = flujo másico del fluido de trabajo

$\eta_{BFT}$  = rendimiento de la bomba de fluido de trabajo

$h_3, h_4$  = entalpías en dichos puntos del ciclo.

4. Calor intercambiado en el evaporador,  $\dot{Q}_E$

El calor absorbido por el fluido de trabajo en el condensador es:

$$\dot{Q}_E = \dot{m}_{FT} \cdot (h_4 - h_1) \quad (5.8)$$

Donde:

$\dot{m}_{FT}$  = flujo másico del fluido de trabajo

$h_1, h_4$  = entalpías en dichos puntos del ciclo.

El calor cedido por el agua caliente procedente de la superficie del océano se calcula cómo:

$$\dot{Q}_E = \dot{m}_C \cdot c_p \cdot (T_5 - T_6) \quad (5.9)$$

Donde:

$\dot{m}_C$  = flujo másico de agua caliente

$c_p$  = calor específico del agua del mar

$T_5, T_6$  = temperaturas en dichos puntos del ciclo

Finalmente este calor intercambiado en el evaporador también se puede calcular haciendo uso de (5.10)

$$\dot{Q}_E = U_E \cdot A_E \cdot (\Delta T_m)_E \quad (5.10)$$

Donde:

$U_E$  = coeficiente global de transferencia de calor en el evaporador

$A_E$  = área de transferencia de calor

$(\Delta T_m)_E$  = incremento de temperaturas logarítmico medio del evaporador.

5. Trabajo requerido para bombear el agua fría del fondo oceánico,  $\dot{W}_{BF}$

Dicho trabajo puede calcularse de la siguiente forma:

$$\dot{W}_{BF} = \frac{\dot{m}_F \cdot g \cdot \Delta(h_{BF})}{\eta_{BF}} \quad (5.11)$$

Donde:

$\dot{m}_F$  = flujo másico de agua fría

$\eta_{BF}$  = rendimiento de la bomba de agua fría

$g$  = aceleración de la gravedad

$\Delta(h_{BF})$  = pérdida de carga en el sistema de bombeo de agua fría y puede calcularse como una suma de pérdidas de carga parciales con la expresión (5.12)

$$\Delta(h_{BF}) = (\Delta h_{BF})_f + (\Delta h_{BF})_b + (\Delta h_{BF})_c + (\Delta h_{BF})_d + (\Delta h_{BF})_{dc} \quad (5.12)$$

Donde:

$(\Delta h_{BF})_f$  = pérdida de carga debida a los tramos rectos de tubería

$(\Delta h_{BF})_b$  = pérdida de carga debida a la curvatura de la tubería

$(\Delta h_{BF})_c$  = pérdida de carga en el condensador

$(\Delta h_{BF})_d$  = pérdida de carga debido a la diferencia de densidades

$(\Delta h_{BF})_{dc}$  = pérdida en el condensador de desalinización.

6. Trabajo requerido para bombear el agua caliente de la superficie oceánica,  $\dot{W}_{BC}$

Dicho trabajo puede calcularse de la siguiente forma:

$$\dot{W}_{BC} = \frac{\dot{m}_C \cdot g \cdot \Delta(h_{BC})}{\eta_{BC}} \quad (5.13)$$

Donde:

$\dot{m}_C$  = flujo másico de agua caliente

$\eta_{BC}$  = rendimiento de la bomba de agua caliente

$g$  = aceleración de la gravedad

$\Delta(h_{BC})$  = pérdida de carga en el sistema de bombeo de agua caliente y puede calcularse como una suma de pérdidas de carga parciales con la expresión (5.14)

$$\Delta(h_{BC}) = (\Delta h_{BC})_f + (\Delta h_{BC})_b + (\Delta h_{BC})_e + (\Delta h_{BC})_{cv} \quad (5.14)$$

Donde:

$(\Delta h_{BC})_f$  = pérdida de carga debida a los tramos rectos de tubería

$(\Delta h_{BC})_b$  = pérdida de carga debida a la curvatura de la tubería

$(\Delta h_{BC})_e$  = pérdida de carga en el evaporador

$(\Delta h_{BC})_{cv}$  = pérdida en la cámara de vacío.

7. Trabajo requerido por la bomba de vacío,  $\dot{W}_V$

Para mantener la presión en el interior de la cámara de vacío es necesaria la utilización de una bomba de vacío cuya potencia se puede estimar según los estudios de Uehara [23] como:

$$\dot{W}_V = 1,6 \cdot 10^5 \cdot \dot{m}_C \quad (5.15)$$

Finalmente la eficiencia global de la planta OTEC puede calcularse de la siguiente forma:

$$\eta = \frac{\dot{W}_N}{\dot{Q}_E} \quad (5.16)$$

Particularizando para los datos iniciales de diseño propuestos en el apartado anterior, los resultados de los balances de energía se presentan en la tabla 7.

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidades
Trabajo disponible en el generador	$\dot{W}_G$	12,117	MW
Calor intercambiador en el condensador	$\dot{Q}_C$	274,984	MW
Trabajo requerido para bombear el fluido de trabajo	$\dot{W}_{BFT}$	0,021	MW
Calor intercambiador en el evaporador	$\dot{Q}_E$	300,198	MW
Trabajo requerido para bombear el agua fría del fondo oceánico	$\dot{W}_{BF}$	1,216	MW
Trabajo requerido para bombear el agua caliente de la superficie oceánica	$\dot{W}_{BC}$	0,349	MW
Trabajo requerido por la bomba de vacío	$\dot{W}_V$	0,419	MW
Potencia neta	$\dot{W}_N$	10,111	MW
Eficiencia global	$\eta$	0,034	-

Tabla 7. Resultados de balances de energía para la planta OTEC propuesta.



#### 5.5.4. Estudio y diseño de los componentes presentes en la planta

##### 5.5.4.1. Fluido de trabajo

Se propone la utilización del refrigerante R717 (amoníaco) como fluido principal de trabajo en la planta de energía maremotérmica propuesta como caso de estudio.

Este refrigerante lleva utilizándose desde 1930 en diversas aplicaciones industriales y se trata de uno de los refrigerantes más eficientes en la actualidad [24]. Su utilización en este tipo de plantas se debe a su bajo punto de ebullición y además cuenta con un impacto ambiental mínimo ya que tanto el potencial de agotamiento del ozono, como el potencial de calentamiento atmosférico son iguales a cero.

El caudal de R717 que circula por la planta de energía maremotérmica determina la potencia de la planta. Para conseguir una potencia neta de 10 MW, el flujo másico de fluido de trabajo debe ser el presente en la tabla 8.

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidades
Flujo másico de fluido de trabajo	$\dot{m}_{FT}$	240	kg/s

Tabla 8. Flujo másico de fluido de trabajo

##### 5.5.4.2. Evaporador y condensador

Según los estudios realizados por Nakaoka y Uehara [35], el evaporador y condensador suponen entre un 20% y un 50% de los costes de la planta.

En relación al evaporador, se ha decidido estudiar las dos alternativas posibles: un evaporador de placas y un evaporador tubo-carcasa.

Para realizar un correcto dimensionamiento es necesario dividir el intercambiador en dos etapas (A y B) tal y como se representa en la figura 29.

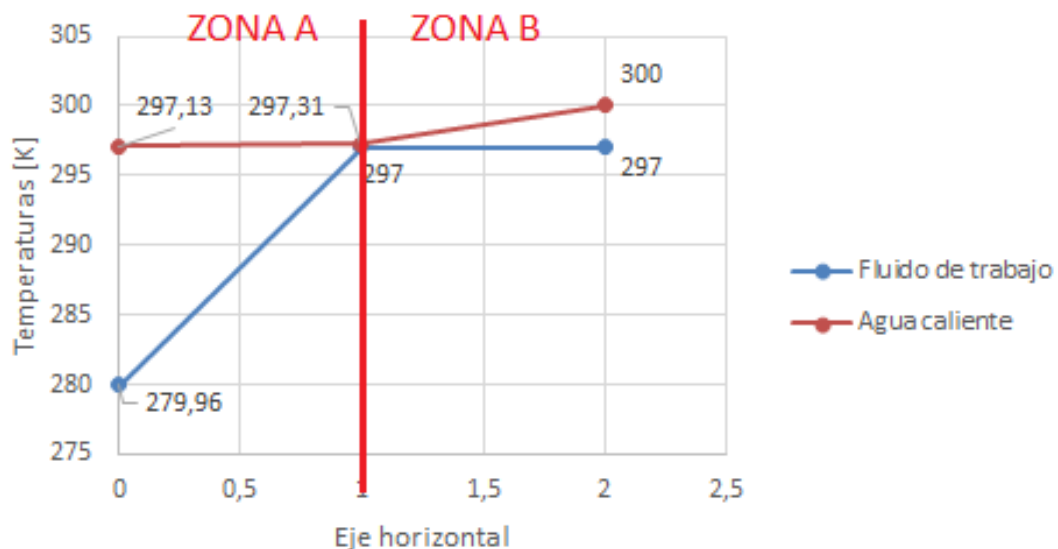


Figura 29. Distribución de temperaturas en el evaporador.

Los cálculos relativos al dimensionamiento de ambos evaporadores se encuentran en los Anexos I y II; y a continuación se presentan las hojas de características de cada uno de ellos.

EVAPORADOR DE PLACAS	
Localización	Conectado aguas arriba con las turbinas (B) y aguas abajo la bomba de condensado (D). Intercambia calor con el agua caliente de la superficie oceánica.
Características generales	
Nº Placas	3237
Área de la placa [m <sup>2</sup> ]	2,5
Área de transferencia de calor [m <sup>2</sup> ]	8091
Longitud [m]	17,803
Altura [m]	2,5
Anchura [m]	1
Espesor [m]	0,0005
Conductividad placas [W/mK]	16,3
Flujo másico agua caliente [kg/s]	26200
Flujo másico de fluido de trabajo[kg/s]	240
Temperatura de saturación [K]	297
Presión [bar]	9,68
Calor total intercambiado [MW]	300,198
Pérdida de carga [bar]	1,512
Características específicas	
Zona A	
Área efectiva [m <sup>2</sup> ]	153,645
Número de placas	62
Coefficiente global de transferencia de calor [W/m <sup>2</sup> K]	29800
Zona B	
Área efectiva [m <sup>2</sup> ]	7937
Número de placas	3175
Coefficiente global de transferencia de calor [W/m <sup>2</sup> K]	29810

Tabla 9. Resultados del dimensionamiento del evaporador de placas.

**EVAPORADOR TUBO-CARCASA**

Localización	Conectado aguas arriba con las turbinas (B) y aguas abajo la bomba de condensado (D). Intercambia calor con el agua caliente de la superficie oceánica.	
Características generales		
	Carcasa	Tubos
Nº Unidades	1	37220
Longitud [m]	36,047	36,047
Diámetro externo [m]	6,455	0,0254
Espesor [m]	-	0,0021
Distancia entre tubos [m]	0,0317	
Nº Pasos por tubo	1	
Conductividad tubos [W/mK]	16,3	
Flujo másico agua caliente [kg/s]	-	26200
Flujo másico de fluido de trabajo[kg/s]	240	-
Velocidad del fluido en tubos [m/s]	2	
Área de transferencia de calor [m²]	107073	
Temperatura de saturación [K]	297	
Presión [bar]	9,68	3,13
Calor total intercambiado [MW]	300,198	
Pérdida de carga [bar]	0,7173	
Características específicas		
Zona A		
Área efectiva [m²]	3573	
Longitud [m]	1,203	
Coeficiente global de transferencia de calor [W/m²K]	1281	
Zona B		
Área efectiva [m²]	103500	
Longitud [m]	34,844	
Coeficiente global de transferencia de calor [W/m²K]	2286	

Tabla 10. Resultados del dimensionamiento del evaporador tubo-carcasa.

Analizando los resultados obtenidos en las tablas 9 y 10, se concluye que lo óptimo es utilizar intercambiadores de placas (figura 30) ya que requieren menor área de transferencia de calor por unidad de potencia neta del sistema. Además la reducción de área de transferencia de calor lleva asociado una disminución del tamaño del intercambiador y un ahorro significativo en el coste del evaporador.

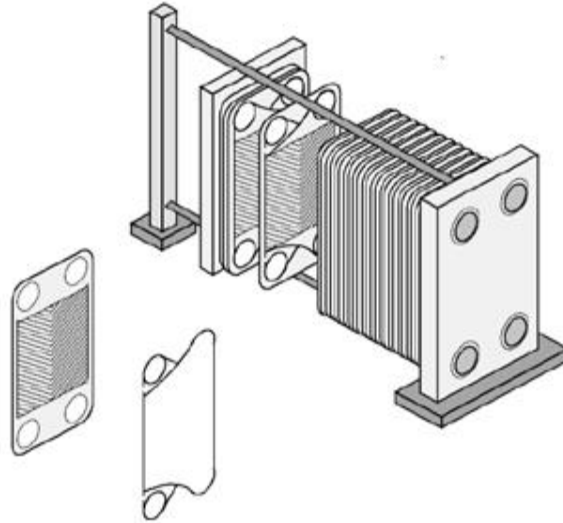


Figura 30. Intercambiador de placas [26].

En relación al condensador, en la figura 31 se representan gráficamente las temperaturas del fluido de trabajo y del agua fría, tanto a la entrada como a la salida del intercambiador.

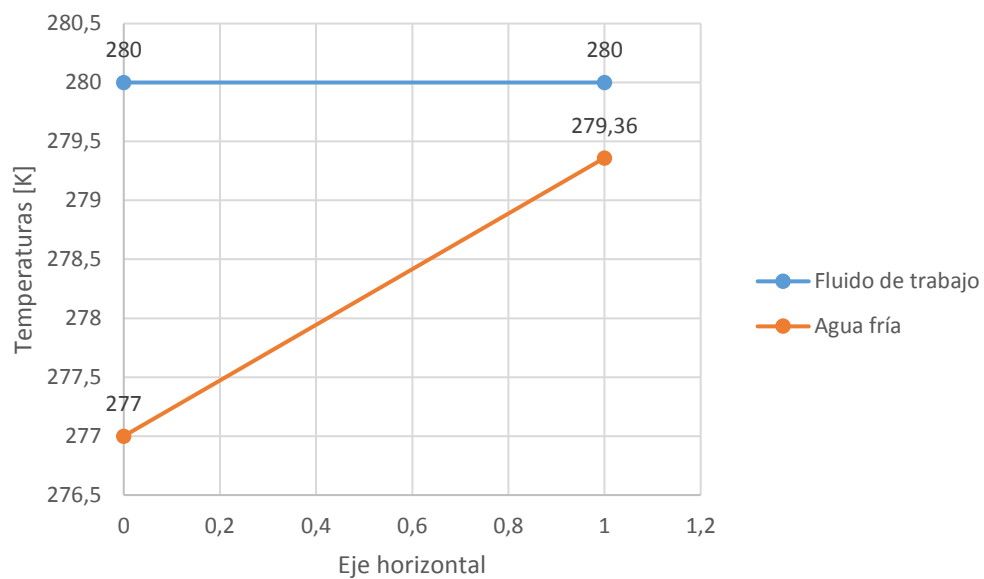


Figura 31. Distribución de temperaturas en el condensador.

Los cálculos relativos al dimensionamiento del condensador se encuentran en el Anexo III; y a continuación se presenta su hoja de características (tabla 11).

**CONDENSADOR C**

Localización	Conectado aguas arriba con bomba de condensado (D) y aguas abajo con las turbinas (B). Intercambia calor con el agua fría del fondo oceánico.	
Características generales		
	Carcasa	Tubos
Nº Unidades	1	70270
Longitud [m]	23,792	47,584
Diámetro externo [m]	9,792	0,024
Espesor [mm]	-	0,508
Área efectiva de intercambio de calor [m²]	126100	
Distancia entre tubos [mm]	35	
Nº Pasos por tubo	2	
Flujo másico por la carcasa [kg/s]	240	
Flujo másico por los tubos[kg/s]	29300	
Velocidad del fluido en tubos [m/s]	2	
Coeficiente global de transferencia de calor [W/m²K]	1477	
Entalpía de cambio de fase [kJ/kg]	1237	
Temperatura de saturación [K]	280	
Calor total intercambiado [MW]	274,98	
Pérdida de carga [bar]	1,015	

Tabla 11. Resultados del dimensionamiento del condensador

En este caso la pérdida de carga es del mismo orden de magnitud que la presión en el interior de los tubos del condensador. Por esta razón, dicha pérdida de carga deberá tenerse en cuenta a la hora de dimensionar la bomba de condensado.

**5.5.4.3. Ciclo de desalinización**

Para poder llevar a cabo la desalinización del agua del mar es necesaria la utilización de una cámara de vacío flash y un condensador adicional. El agua caliente a la salida del evaporador se lleva a la cámara de vacío y la evaporación ocurre cuando el líquido sufre una repentina reducción de presión. Parte del fluido pasa a estado vapor y el resto sigue en estado líquido. Mientras que el líquido es devuelto al océano, el vapor pasa a un condensador donde intercambia calor con el agua fría procedente de la salida del condensador del circuito principal, y vuelve a estado líquido. Este agua a la salida de dicho condensador es agua desalinizada ya que durante la evaporación se elimina toda la sal y residuos presentes en ella.

En la cámara de vacío, la presión debe ser inferior a la presión de saturación del agua de mar a la temperatura de salida del evaporador y debe cumplirse el balance de masa (5.17).

$$\dot{m}_C = \dot{m}_V + \dot{m}_L \quad (5.17)$$

Donde:

$\dot{m}_C$  = flujo másico de agua caliente procedente del evaporador

$\dot{m}_V$  = flujo másico de agua en estado vapor a la salida de la cámara de vacío

$\dot{m}_L$  = flujo másico de agua en estado líquido a la salida de la cámara de vacío.

La temperatura de ambos flujos a la salida de la cámara de vacío será igual a la temperatura de saturación a la presión interna de la cámara.

La cantidad de agua desalinizada se podrá calcular de la siguiente forma:

$$\dot{m}_d = \dot{m}_V = r_{EF} \cdot \dot{m}_C \quad (5.18)$$

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidades
Cantidad de agua desalinizada	$\dot{m}_d$	34560	t/día

Tabla 12. Cantidad de agua desalinizada.

#### 5.5.4.4. Tubería de captación de agua fría

La longitud de dicha tubería se corresponde con la profundidad de captación del agua, en el presente caso de estudio, esta longitud será de 1000m.

Fijando previamente el flujo másico de agua fría  $\dot{m}_F$  y la densidad del agua a la profundidad de captación  $\rho_F$ , se puede calcular el caudal que circula por el interior de la tubería

$$Q_F = \frac{\dot{m}_F}{\rho_F} \quad (5.19)$$

Con la finalidad de evitar problemas estructurales, la velocidad  $u_F$  para las bombas de succión y conductos de drenaje debe encontrarse entre 1,2 m/s y 2,1 m/s. Concretamente Vega [27] sugirió que esta velocidad en un sistema OTEC debería ser menor a 2 m/s.

Partiendo de esta suposición se puede realizar un cálculo estimado del diámetro interior de la tubería

$$D_{i,F} = \sqrt{\frac{4 \cdot Q_F}{u_F \cdot \pi}} \quad (5.20)$$

El espesor de la tubería se calcula con la expresión (5.21)

$$e_F = \frac{p_{max} \cdot D_{i,F}}{2 \cdot (\sigma_a - p_{max})} \quad (5.21)$$

Donde:

$\sigma_a$  = esfuerzo admisible

$p_{max}$  = presión hidrostática a la profundidad de captación.

Teniendo en cuenta que  $\sigma_u$  es el esfuerzo máximo del material y  $n$  el factor de seguridad,

$$\sigma_a = \frac{\sigma_u}{n} \quad (5.22)$$

Para calcular la presión externa máxima podemos utilizar la ecuación (5.23)

$$p_{max} = \frac{1}{2} \cdot (\rho_0 + \rho_z) \cdot g \cdot z \quad (5.23)$$

Donde:

$\rho_0$  = densidad del agua del mar a nivel superficial

$\rho_z$  = densidad del agua del mar a la profundidad de captación

$z$  = la cota.

En la tabla 13 se resumen todos los resultados relativos al dimensionamiento de la tubería de captación de agua fría del caso de estudio presente.

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidades
Caudal de agua fría	$Q_F$	28,53	m <sup>3</sup> /s
Diámetro interior de tubería de agua fría	$D_{i,F}$	4,262	m
Esfuerzo admisible de la tubería	$\sigma_a$	476,1	MPa
Presión hidrostática a 1000m	$p_{max}$	100,5	bar
Espesor de tubería de agua fría	$e_F$	0,046	m

Tabla 13. Resultados del dimensionamiento de la tubería de captación de agua fría.

#### 5.5.4.5. Turbinas

Uno de los principales componentes en las plantas de energía maremotérmica son las turbinas. Estas turbinas deben ajustarse a los requerimientos del sistema, entre los que destacan la baja temperatura del fluido de trabajo y una elevada eficiencia. Además deben ser capaces de manejar una gran cantidad de flujo másico de vapor para producir la potencia deseada.

Según los estudios de la compañía Westinghouse Electric Corporation [28]: “la turbina más económica y fiable deberá operar a baja velocidad (200 rpm) y tener un diámetro de aproximadamente 44m para producir 100 MW”.

Generalmente, lo más común es utilizar turbinas de baja presión similares a las usadas en las plantas convencionales de carbón o en las plantas nucleares.

Para la instalación que se presenta en este caso de estudio se necesitan turbinas capaces de soportar presiones máximas de 9,68 bar y temperaturas máximas de 24 °C a la salida del evaporador. Además, según el estudio termodinámico realizado, la potencia generada por dichas turbinas debe ser de 12,117 MW.

Analizando las hojas de especificaciones presentes en el catálogo “Turbinas de vapor industriales” de la empresa Siemens [29], se ha decidido instalar turbinas SST-150, cuyas especificaciones se muestran en la figura 32.

### SST-150

#### Hasta 20 MW

La SST-150 es una turbina de carcasa simple, que acciona el generador hasta 1.500 ó 1.800 rpm y tiene un diseño en paquete sobre bastidor (skid). Para generar energía, aporta elevada eficiencia junto con una configuración muy compacta.

#### Datos técnicos

- Potencia entregada de hasta 20 MW
- Presión de entrada de hasta 103 bar
- Temperatura de vapor de entrada de hasta 505 °C
- Velocidad de giro de hasta 13.300 rpm
- Toma de hasta 25 bar
- Extracción controlada de hasta 16 bar
- Presión del vapor de salida: contrapresión de hasta 10 bar o condensación de hasta 0,25 bar
- Área de escape 0,28 – 1,6 m<sup>2</sup>

#### Dimensiones típicas

Longitud 12 m  
Ancho 4 m  
Altura 5 m

#### Características

- Contrapresión / Condensación
- Diseño de la unidad en paquete
- Módulos de turbina prefabricados, periféricos modulares
- Extracción controlada simple
- Escape radial
- Tuberías de aceite y vapor separadas

Figura 32. Hoja de especificaciones de la turbina [29]

#### 5.5.4.6. Bombas

En algunos puntos de la instalación es necesaria la localización de bombas hidráulicas que eleven la presión hasta los valores deseables. Como la implantación de bombas supone un coste no solo económico, sino también energético, únicamente hay que poner bombas en los lugares del ciclo donde sea estrictamente necesario ya que en muchas ocasiones las pérdidas de carga de los componentes son mínimas y despreciables.

En este apartado se ha decidido estudiar las bombas de mayor importancia del ciclo calculando los parámetros necesarios.

Para ello, en primer lugar se calcula el caudal necesario a partir del flujo másico disponible (5.24), y a continuación, conociendo el incremento de presión, se obtiene la altura de la bomba (5.25).



$$Q = \frac{\dot{m}}{\rho} \quad (5.24)$$

$$Hb = \frac{\Delta P}{\rho \cdot g} \quad (5.25)$$

En la tabla 14 se presentan estos parámetros calculados para cada una de las bombas:

Bomba	Q [m³/h]	ΔP [Pa]	Hb [m]
<b>Bomba del circuito primario (D)</b>	1294,44	518500*	79,23
<b>Bomba de agua caliente (E)</b>	92109,37	10660	1,062
<b>Bomba de agua fría (I)</b>	102706,9	31130	3,039

Tabla 14. Resultado de parámetros necesarios para la selección de bombas hidráulicas.

\*En el caso de la bomba del circuito primario, en el cálculo de ΔP se tiene en cuenta la pérdida de carga del condensador C.

Finalmente se realiza una elección, dentro de catálogos comerciales, de las bombas adecuadas para la instalación.

#### Bomba del circuito primario D:


ETA		Bomba con Cuerpo de Rodamientos
	<b>Datos Técnicos:</b>	<b>Descripción:</b>
	DN 25 - 300 Q m³/h hasta 1900 H m hasta 100 P bar hasta 16 T °C hasta 140 N min⁻¹ hasta 3000	<b>Diseño:</b> De una o dos etapas, tipo cuerpo de rodamientos, carcasa partida radialmente, rodete radial cerrado instalación horizontal, succión axial y descarga radial o tangencial, sello mecánico del eje o prensa estopa montado sobre casquillo.  <b>Aplicación:</b> Riego, suministro de agua, sistemas de calefacción y aire acondicionado, sistemas de refrigeración, transporte de condensado, piscinas, drenaje de agua y otras aplicaciones industriales y rurales.

Figura 33. Características de la bomba ETA [30].

Observando las limitaciones de presión, temperatura, caudal y altura máxima se comprueba que es posible la utilización de una bomba de tipo ETA en el circuito primario de la planta. Además esta bomba tiene las características necesarias para poder trabajar con amoníaco como fluido de trabajo.

#### Bomba de agua caliente E:


SNZ/SEZ		Bomba de Refrigeración
	<b>Datos Técnicos:</b>	<b>Descripción:</b>
	DN 700 - 2400 Q m³/h hasta 65000 H m hasta 48 P bar hasta 10 T °C hasta 80 N min⁻¹ hasta 1000	<b>Diseño:</b> Mono-etapa, vertical, tipo tubular, carcasa partida radialmente, rodetes semi-axiales o axiales abiertos y sello mecánico del eje o prensa estopa montado sobre casquillo.  <b>Aplicación:</b> Manejo de agua cruda, industrial, de refrigeración y agua de mar en plantas industriales, de energía, de tratamiento de agua y de desalinización.

Figura 34. Características de la bomba SNZ/SEZ [30].

Debido a la gran cantidad de caudal circulante por las tuberías de succión de agua caliente, será necesaria la utilización de dos bombas SNZ/SEZ acopladas en paralelo. Se elige este tipo de bombas por ser capaces de trabajar con grandes caudales de agua de mar y cumplir con las limitaciones de presión y temperatura del ciclo de trabajo.

### Bomba de agua fría I:

Analizando varios catálogos de distintos fabricantes de bombas hidráulicas, no se ha encontrado ninguna que sea capaz de trabajar en las condiciones requeridas. Este es un aspecto a tener en cuenta ya que la fabricación de una bomba especial para este tipo de plantas aumentaría los costes de forma significativa.

### 5.6. Marco regulador

Actualmente, la legislación vigente a nivel nacional e internacional, se refiere en mayor medida a la construcción de parques eólicos offshore ya que constituyen la mayor parte de las instalaciones existentes en mar abierto hasta el día de hoy. Por esta razón, y hasta el momento en que las plantas de energía maremotérmica comiencen a ver la luz, se considerará válida la aplicación de las leyes marítimas existentes para la creación de centrales de generación de energía eólica.

Según el art.3 de la CNUDM<sup>1</sup>, todo Estado tiene derecho a establecer la anchura de su mar territorial hasta un límite de 12 millas marinas.

Concretamente el estado de Puerto Rico establece una anchura de mar territorial de 12 millas [16], equivalente a 22,22 km, por lo que la planta de energía maremotérmica propuesta en el caso de estudio, a 3 km de la costa, se sitúa dentro de dicha frontera.

En el art.79.1 de la CNUDM<sup>2</sup> se establece el derecho por parte de los Estados a tender cables y tuberías submarinos en la plataforma continental dentro de su zona de mar territorial.

Además el 24 de mayo de 2016, el P. de la C. 2968<sup>3</sup> declaró como reserva océano energética natural los 3 km mar adentro de la costa frente al Faro de Punta Tuna del municipio de Maunabo. Esta ley permite al Estado de Puerto Rico disponer de este territorio para la creación de plantas de energía maremotérmica.

### 5.7. Estudio socioeconómico

Desde el punto de vista social, menos de una tercera parte de los puertorriqueños tienen empleo y por esta razón la isla se caracteriza por ser una de las regiones con menor tasa de inserción laboral. La creación de una planta de energía maremotérmica en este territorio daría trabajo de forma directa e indirecta a gran parte de la población.

Otro aspecto a tener en cuenta es el turismo, este ha sido el único sector en crecimiento en la última década en Puerto Rico, y por esta razón se debe tener especial cuidado a la hora de elegir la ubicación exacta de la planta de energía maremotérmica. Las playas paradisíacas son uno de los mayores atractivos de la isla y la instalación de una planta OTEC en alguna de ellas supondría un importante rechazo social, por esta razón se ha optado por una planta flotante alejada de la costa.

---

<sup>1</sup> Artículo 3, de la Convención de las Naciones Unidas sobre los Derechos del Mar.

<sup>2</sup> Artículo 79, de la Convención de las Naciones Unidas sobre los Derechos del Mar.

<sup>3</sup> P. de la C. 2968, del 24 de mayo de 2016.

Desde el punto de vista económico, durante la década de los 90, debido al bajo precio del barril del petróleo, las plantas de energía maremotérmica eran incapaces de competir en el mercado con otras tecnologías de generación eléctrica basadas en fuentes de energía no renovables. Sin embargo, en los últimos años esta situación ha dado un giro radical, el precio del barril del petróleo ha incrementado de forma muy significativa y el calentamiento global, provocado por los gases de efecto invernadero generados en la combustión, es uno de los problemas ambientales más preocupantes en la actualidad. Todo esto hace que sea el momento idóneo para la creación de plantas OTEC como alternativa a las fuentes de energía no renovables.

Según los estudios realizados por Vega en 2002 [27], existen cuatro escenarios donde la energía maremotérmica es capaz de competir económicamente con las fuentes de energía convencionales.

- Escenario 1: Hace referencia a pequeñas islas donde los costes de generación eléctrica y agua potable son altos. En estos casos sería capaz de competir económicamente una planta de 1 MW ubicada en tierra firme y con capacidad para desalinizar el agua del mar.
- Escenario 2: Hace referencia a áreas insulares del Pacífico y otras islas donde sería económicamente viable la instalación de plantas de 10 MW ubicadas en tierra y capaces de desalinizar agua como en el caso anterior.
- Escenario 3: Hace referencia a naciones industrializadas donde podrían implantarse plantas de ciclo híbrido de 50 MW en tierra.
- Escenario 4: Hace referencia a plantas flotantes de más de 100 MW que únicamente generan energía eléctrica.

Determinar los costes de fabricación y mantenimiento de una planta OTEC es extremadamente complicado a día de hoy debido a la gran incertidumbre existente. En la actualidad todavía no se ha desarrollado un modelo sólido de planta comercial y todos los costes estimados se basan en diseños conceptuales. Generalmente la experiencia demuestra que los costes reales de implantación de una nueva tecnología energética se ven incrementados desde el modelo inicial hasta la construcción final de la planta. Sin embargo, la mayoría de los componentes presentes en los ciclos OTEC son conocidos y se usan en diversas aplicaciones desde hace mucho tiempo, por lo que es posible determinar su coste. La mayor fuente de incertidumbre la encontramos en el coste de la tubería de agua fría.

Otra variable que influye en el coste final de las plantas de energía maremotérmica es la localización de la misma.

En la figura 35 se presenta una estimación de los costes de inversión en función del tipo de planta y su localización.

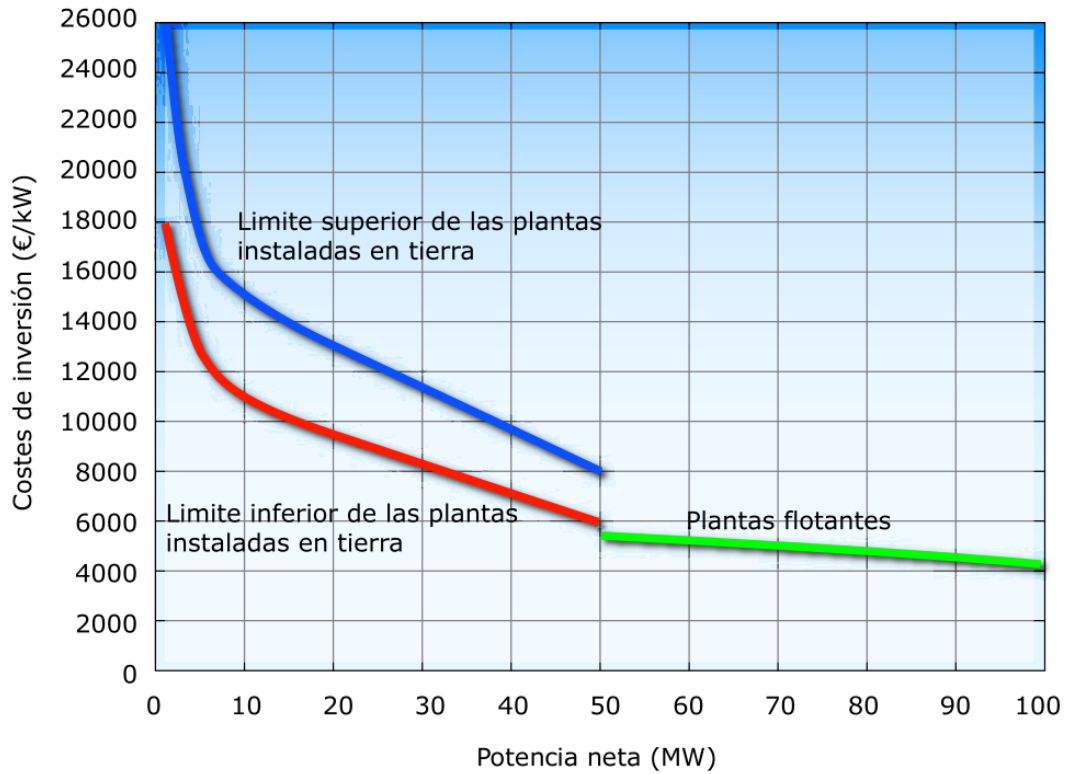


Figura 35. Costes de inversión en función del tipo de planta y la potencia neta generada. [7]

Económicamente, la creación de una planta de energía maremotérmica en Puerto Rico, tal y como se propone en el presente caso de estudio, dotaría a la isla de una autonomía energética necesaria para no tener que depender energéticamente del exterior.

A continuación se procede a calcular de forma estimada el coste asociado a la implantación de la planta OTEC que se ha diseñado previamente.

Tomando como fuente de referencia la planta OTEC Mini-Spar propuesta por Lockheed Martin en 2011 [32], se puede realizar una estimación del coste de la turbina en función de la potencia generada.

$$C_T = C_{T,ref} \cdot \left( \frac{\dot{W}_T}{\dot{W}_{T,ref}} \right)^{0,6} \quad (5.26)$$

Donde:

$C_T$  = Coste de la turbina en M€

$C_{T,ref}$  = Coste de la turbina de referencia, 1,87 M€

$\dot{W}_T$  = Potencia neta de la turbina en MW

$\dot{W}_{T,ref}$  = Potencia neta de la turbina de referencia, 4,4 MW

En relación a la tubería de agua fría, según los estudios de Upshaw [31], el coste asociado para una planta de 10 MW varía entre los 10 M\$ y los 50 M\$ dependiendo del material utilizado. Debido a que el material elegido para su construcción es plástico reforzado con fibra de vidrio y se caracteriza por su bajo coste, asumimos un coste de 20 M\$ para la tubería de agua fría del caso de estudio. También se puede realizar una estimación del coste de la tubería de agua caliente y de la tubería de fluido de trabajo en función del caudal que circula por su interior,  $590 \text{ k€}/(\text{m}^3/\text{s})$ .

Para calcular el coste de los intercambiadores utilizamos las ecuaciones propuestas por Haslego y Polley [36]. Todas estas ecuaciones dependen del tipo de intercambiador y del material utilizado para su fabricación.

$$\text{Tubo – Carcasa (Acero inoxidable): } C_{IC} = 7600 + 1186 \cdot A^{0,6}$$

$$\text{Placas (Acero inoxidable): } C_{IC} = 1281 \cdot A^{0,4887} (A < 18,6 \text{ m}^2)$$

$$\text{Placas (Acero inoxidable): } C_{IC} = 702 \cdot A^{0,6907} (A > 18,6 \text{ m}^2)$$

$$\text{Placas (Titanio): } C_{IC} = 1839 \cdot A^{0,4631} (A < 18,6 \text{ m}^2)$$

$$\text{Placas (Titanio): } C_{IC} = 782 \cdot A^{0,7514} (A < 18,6 \text{ m}^2)$$

Donde:

$C_{IC}$  = Coste del intercambiador de calor en \$

$A$  = Área de transferencia de calor en  $\text{m}^2$

Para el caso del evaporador se utilizará la correlación correspondiente a un intercambiador de placas de acero inoxidable con un área de transferencia de calor superior a  $18,6 \text{ m}^2$ ; y para el caso del condensador se hará uso de la correlación asociada a los intercambiadores tubo-carcasa de acero inoxidable.

El coste del resto de componentes se ha calculado teniendo como referencia los costes de los distintos componentes de la planta OTEC Mini-Spar propuesta por Lockheed Martin en 2011 [32]. Los costes de las bombas hidráulicas se calculan en función de la potencia consumida por cada una de ellas ( $890 \text{ €/kW}$ ). Otros costes, entre los que se incluyen el de la instalación eléctrica y los elementos de control, se estiman en un 26% de todos los costes anteriores. Finalmente, los costes asociados a la gestión de proyectos e ingeniería se calculan en función de la potencia neta de la planta de energía maremotérmica ( $4076 \text{ €/kW}$ ).

La tabla 15 recoge todos estos costes particularizando para los datos de diseño de la planta OTEC estudiada como caso de estudio en este trabajo.

Componente	Coste total [M€]
<b>Turbinas</b>	3,486
<b>Bomba de agua fría</b>	1,082
<b>Bomba de agua caliente</b>	0,311
<b>Bomba de fluido de trabajo</b>	0,019
<b>Bomba de vacío</b>	0,373
<b>Evaporador</b>	0,292
<b>Condensador</b>	1,146
<b>Tubería de agua fría</b>	16,633
<b>Tubería de agua caliente</b>	15,458
<b>Tubería de fluido de trabajo</b>	0,142
<b>Otros costes</b>	10,125
<b>Gestión de proyectos e ingeniería</b>	41,212
<b>TOTAL</b>	<b>90,279</b>

Tabla 15. Costes de la planta OTEC del caso de estudio.

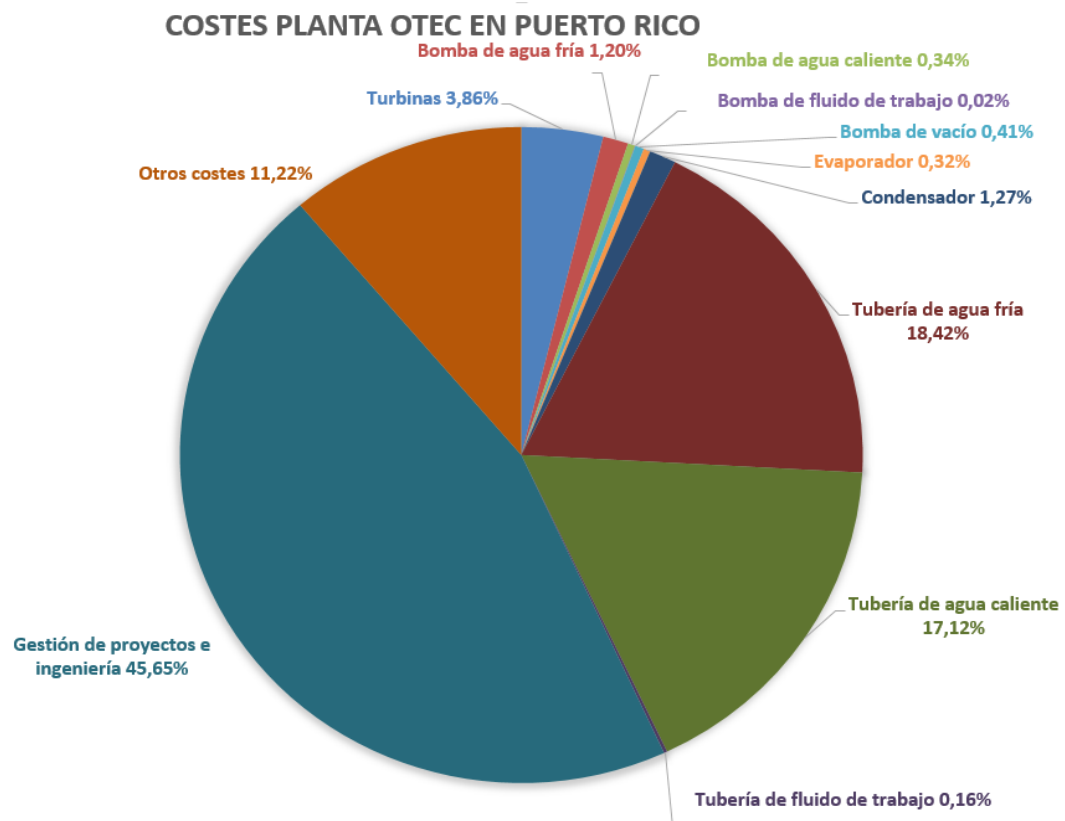


Figura 36. Representación gráfica de los costes de la planta OTEC del caso de estudio.

Representando estos resultados de forma gráfica (figura 36) se comprueba que gran parte del desembolso se realiza durante la fase de diseño de la planta. Además, tal y como era de esperar, las tuberías de captación de agua fría y agua caliente representan el 35,54% del coste total; esto es debido a su gran tamaño, necesario para el transporte de grandes cantidades de agua, y a la complejidad que conlleva su instalación y mantenimiento.

Volviendo a la figura 35 y siguiendo la tendencia en la gráfica de las plantas flotantes se comprueba que para una central de 10 MW, el coste total de inversión es aproximadamente de 7000 €/kW, lo que significaría un coste total de 70 M€. De esta forma se comprueba que el coste total obtenido de 90,279 M€ es del mismo orden que el coste teórico previsto.

De acuerdo con los datos proporcionados en [38], el precio asociado a la generación de energía eléctrica en Puerto Rico fluctúa entre 0,045 €/kWh y 0,069 €/kWh; por lo que se considera un precio de 0,055 €/kWh para el estudio de la rentabilidad de la planta OTEC propuesta en el caso de estudio.

Haciendo uso de (5.27), se obtiene que el plazo de recuperación de la inversión de la planta de energía maremotérmica propuesta es de 18,53 años. En la práctica este periodo será superior ya que para su cálculo no se han tenido en cuenta los costes de mantenimiento con el fin de simplificar los resultados y porque a día de hoy no existe una planta de energía maremotérmica que haya estado operando durante un periodo suficientemente grande como para poder realizar una estimación acertada de dichos costes.

$$P. Recuperación = \frac{C_i}{p_g \cdot E_g} \quad (5.27)$$

Donde:

$C_i$  = Coste inicial de la planta [€],

$p_g$  = Precio de la energía generada  $\left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]$

$E_g$  = Energía generada por la planta [kW]

A la vista de los resultados obtenidos, no se puede afirmar con seguridad que el proyecto sea rentable ya que al tratarse de una tecnología muy novedosa, la información es escasa y este análisis se basa en datos estimados que podrían alejarse de la realidad.

## Conclusiones

Las plantas de energía maremotérmica son técnicamente viables a día de hoy y el desarrollo en masa de dicha tecnología abarataría los costos y permitiría que también los fuesen económicamente. Además, tal y como se ha expuesto a lo largo del trabajo, las ventajas de esta tecnología superan con creces a los inconvenientes ya que no emite contaminantes, es predecible y se encuentra disponible las 24 horas del día durante todo el año. A estas ventajas se suman la posibilidad de obtener beneficios secundarios tales como la obtención de agua desalinizada, o la utilización en sistemas de aire acondicionado y piscifactorías entre otros.

Los inconvenientes más significativos radican en el bajo rendimiento de este tipo de plantas y la selección exacta de la ubicación, que requiere tener en cuenta numerosos factores limitantes.

Actualmente existen en todo el mundo países subdesarrollados o en proceso de desarrollo, como es el caso de Puerto Rico, cuyos mercados energéticos dependen en su mayor parte de los países desarrollados como Estados Unidos. Lograr la independencia energética de estos países pasa por conocer cuáles son los recursos energéticos disponibles en la zona y ser capaces de utilizarlos como nuevas fuentes de energía renovable.

En el caso de estudio que se ha presentado en este trabajo se ha optado por ubicar en Maunabo (Puerto Rico) una planta de energía maremotérmica de 10 MW de ciclo híbrido. Las 34560 toneladas de agua desalinizada obtenidas diariamente serían de gran utilidad para una sociedad que se ve muy afectada en épocas de grandes sequías.

Analizando el gradiente de temperaturas en la zona de estudio, el perfil batimétrico, las corrientes marinas, la meteorología y diversas características químicas y biológicas, se puede confirmar que la ubicación elegida cumple con los requisitos del sistema. Además, en 2016, se creó una ley donde se permite al estado de Puerto Rico disponer de la zona de estudio para la creación de centrales de energía maremotérmica.

Desde el punto de vista termodinámico, el rendimiento final de la planta sería de 3,4%. Se trata de un rendimiento bajo pero cualquier otra configuración o ciclo utilizado no lo aumentaría de forma significativa.

En el trabajo se propone la creación de una planta flotante con el objetivo de evitar el rechazo social y no afectar directamente al turismo de la isla. Sin embargo, sería interesante también estudiar la creación de una planta en tierra firme ya que se disminuirían los costes de transporte de la electricidad y sería más fácil su anclaje y construcción.

Finalmente el estudio económico permite comprobar que gran parte del desembolso se realiza durante la etapa de diseño. También es importante destacar el elevado coste de las tuberías de succión de agua fría y caliente debido a sus grandes dimensiones y la dificultad de anclaje de las mismas.



## ANEXO I: Correlaciones necesarias para el diseño del evaporador de placas

A continuación se procede a realizar un dimensionamiento del evaporador de placas utilizado en la planta de energía maremotérmica propuesta en el caso de estudio.

Con el fin de realizar un diseño óptimo del intercambiador de calor, será necesario diferenciar dos zonas (A y B) tal y como se detalla en el apartado 5.5.4.2. Se denomina 'x' al punto de intersección de las dos zonas en el lado agua e 'y' al punto de intersección de las dos zonas en el lado amoníaco.

Realizando balances de energía se determina el calor intercambiado en cada zona:

$$\dot{Q}_{EA} = \dot{m}_C \cdot (h_x - h_6) = \dot{m}_{FT} \cdot (h_y - h_4) \quad (I.1)$$

$$\dot{Q}_{EB} = \dot{m}_C \cdot (h_5 - h_x) = \dot{m}_{FT} \cdot h_{lv} \quad (I.2)$$

Se sabe que  $T_y = T_1 = T_{sat}$  y únicamente quedaría calcular la temperatura en el punto x, y comprobar que esta es superior a la temperatura en el punto y.

$$T_x = T_6 + \frac{\dot{Q}_{EA}}{\dot{m}_C \cdot c_p} \quad (I.3)$$

Atendiendo a la geometría del evaporador, se calculan el diámetro hidráulico (I.4) y el área de cada placa (I.5):

$$D_h = \frac{4 \cdot A}{P} = \frac{4 \cdot w_p \cdot x_p}{2 \cdot [x_p + (w_p \cdot \Lambda)]} \quad (I.4)$$

$$A_p = L_p \cdot w_p \quad (I.5)$$

A continuación se calculan los coeficientes de convección y globales de transferencia de calor en las dos zonas:

### Zona A – Agua caliente:

Las propiedades del fluido se calculan a la temperatura media entre  $T_6$  y  $T_x$ , y el número de Reynolds se define como:

$$Re_{1A} = \frac{\rho_{1A} \cdot u \cdot D_h}{\mu_{1A}} = \frac{4 \cdot \dot{m}_C}{\mu_{1A} \cdot 2 \cdot [x_p + (w_p \cdot \Lambda)]} \quad (I.6)$$

En función del valor del número de Reynolds obtenido y el ángulo de Chevron  $\beta$ , se pueden obtener los valores de  $C_h$  e  $y$  de la tabla 16.

Chevron Angle (deg)	Reynolds Number	$C_h$	$y$	Reynolds Number	$K_p$	$z$
$\leq 30$	$\leq 10$	0.718	0.349	$< 10$	50.000	1.000
	$> 10$	0.348	0.663	10–100	19.400	0.589
				$> 100$	2.990	0.183
45	$< 10$	0.718	0.349	$< 15$	47.000	1.000
	10–100	0.400	0.598	15–300	18.290	0.652
	$> 100$	0.300	0.663	$> 300$	1.441	0.206
50	$< 20$	0.630	0.333	$< 20$	34.000	1.000
	20–300	0.291	0.591	20–300	11.250	0.631
	$> 300$	0.130	0.732	$> 300$	0.772	0.161
60	$< 20$	0.562	0.326	$< 40$	24.000	1.000
	20–400	0.306	0.529	40–400	3.240	0.457
	$> 400$	0.108	0.703	$> 400$	0.760	0.215
$\geq 65$	$< 20$	0.562	0.326	$< 50$	24.000	1.000
	20–500	0.331	0.503	50–500	2.800	0.451
	$> 500$	0.087	0.718	$> 500$	0.639	0.213

Tabla 16. Constantes para el cálculo del coeficiente de transferencia de calor y la pérdida de carga. [37]

Finalmente se calcula el coeficiente de convección utilizando las correlaciones necesarias:

$$Nu_{1A} = C_h \cdot Re_{1A}^y \cdot Pr_{1A}^{\frac{1}{3}} \quad (I.7)$$

$$h_{1A} = \frac{k_{1A} \cdot Nu_{1A}}{D_h} \quad (I.8)$$

#### Zona A – Amoníaco:

Las propiedades se calculan a la temperatura media entre  $T_4$  y  $T_y$ , y el número de Reynolds se define como:

$$Re_{2A} = \frac{\rho_{2A} \cdot u \cdot D_h}{\mu_{2A}} = \frac{4 \cdot \dot{m}_{FT}}{\mu_{2A} \cdot 2 \cdot [x_p + (w_p \cdot \Lambda)]} \quad (I.9)$$

En función del valor del número de Reynolds obtenido y el ángulo de Chevron  $\beta$ , se pueden obtener los valores de  $C_h$  e  $y$  de la tabla 16.

Finalmente se calcula el coeficiente de convección utilizando las correlaciones necesarias:

$$Nu_{2A} = C_h \cdot Re_{2A}^y \cdot Pr_{2A}^{\frac{1}{3}} \quad (I.10)$$

$$h_{2A} = \frac{k_{2A} \cdot Nu_{2A}}{D_h} \quad (I.11)$$

#### Zona B – Agua caliente:

Las propiedades se calculan a la temperatura media entre  $T_5$  y  $T_x$ , y el número de Reynolds se define como:

$$Re_{3B} = \frac{\rho_{3B} \cdot u \cdot D_h}{\mu_{3B}} = \frac{4 \cdot \dot{m}_C}{\mu_{3B} \cdot 2 \cdot [x_p + (w_p \cdot \Lambda)]} \quad (I.12)$$

En función del valor del número de Reynolds obtenido y el ángulo de Chevron  $\beta$ , se pueden obtener los valores de  $C_h$  e  $y$  de la tabla 16.

Finalmente se calcula el coeficiente de convección utilizando las correlaciones necesarias:

$$Nu_{3B} = C_h \cdot Re_{3B}^y \cdot Pr_{3B}^{\frac{1}{3}} \quad (I.13)$$

$$h_{3B} = \frac{k_{3B} \cdot Nu_{3B}}{D_h} \quad (I.14)$$

#### Zona B – Amoníaco:

Las propiedades se calculan a la temperatura  $T_y$ , y el número de Reynolds se define como:

$$Re_{4B} = \frac{\rho_{4B} \cdot u \cdot D_h}{\mu_{4B}} = \frac{4 \cdot \dot{m}_{FT}}{\mu_{4B} \cdot 2 \cdot [x_p + (w_p \cdot \Lambda)]} \quad (I.15)$$

En este tramo el amoníaco se encuentra cambiando de fase y no se ha encontrado ninguna correlación que permita hallar el coeficiente de transferencia de calor en este caso.

Sin embargo, se sabe que los coeficientes de transferencia de calor en cambio de fase son de un orden de magnitud muy superior al resto. Por esta razón, la resistencia en este caso es despreciable y no es significativa en el cálculo del coeficiente global de transferencia de calor.

Sustituyendo en (I.16), se obtiene el coeficiente global de transferencia de calor en cada zona

$$U_E = \frac{1}{\left[ \left( \frac{1}{h_1} \right) + \frac{t_p}{k_p} + \left( \frac{1}{h_2} \right) \right]} \quad (I.16)$$

Finalmente, calculando previamente los incrementos de temperaturas logarítmicos, se puede hallar el área de transferencia de calor de cada zona y el número de placas total del evaporador.

$$(\Delta T_m)_{EA} = \frac{(T_x - T_y) - (T_6 - T_4)}{\ln \left( \frac{T_x - T_y}{T_6 - T_4} \right)} \quad (I.17)$$

$$(\Delta T_m)_{EB} = \frac{(T_5 - T_1) - (T_x - T_y)}{\ln \left( \frac{T_5 - T_1}{T_x - T_y} \right)} \quad (I.18)$$

$$A_{EA} = \frac{\dot{Q}_{EA}}{(\Delta T_m)_{EA} \cdot U_{EA}} \quad (I.19)$$

$$A_{EB} = \frac{\dot{Q}_{EB}}{(\Delta T_m)_{EB} \cdot U_{EB}} \quad (I.20)$$

$$N_{placas,A} = \frac{A_{EA}}{A_p} \quad (I.21)$$

$$N_{placas,B} = \frac{A_{EB}}{A_p} \quad (I.22)$$

$$N_{placas,E} = N_{placas,A} + N_{placas,B} \quad (I.23)$$

La longitud final del evaporador se calcula en (I.24).

$$Longitud_E = N_{placas,E} \cdot (t_p + x_p) \quad (I.24)$$

Para calcular la pérdida de carga en cada zona, previamente se obtienen los parámetros  $K_p$  y  $z$  de la tabla 16.

$$f = \frac{K_p}{Re^z} \quad (I.25)$$

$$\Delta P = \frac{4 \cdot f \cdot \left( \frac{2 \cdot \dot{m}_{FT}}{x_p \cdot w_p \cdot N_{placas}} \right) \cdot L_p}{2 \cdot \rho \cdot D_h} \quad (I.26)$$

$$\Delta P_E = \Delta P_{EA} + \Delta P_{EB} \quad (I.27)$$

## ANEXO II: Correlaciones necesarias para el diseño del evaporador tubo-carcasa

En el caso del evaporador tubo-carcasa, el agua caliente de la superficie oceánica circula por el interior de los tubos y el refrigerante del circuito primario circula por la carcasa.

Tal y como se explica en el apartado 5.5.4.2, es necesario dividir el intercambiador en dos zonas (A y B). Se denomina 'x' al punto de intersección de las dos zonas en el lado agua e 'y' al punto de intersección de las dos zonas en el lado amoníaco.

Realizando balances de energía se puede determinar el calor intercambiado en cada zona:

$$\dot{Q}_{EA} = \dot{m}_C \cdot (h_x - h_6) = \dot{m}_{FT} \cdot (h_y - h_4) \quad (II.1)$$

$$\dot{Q}_{EB} = \dot{m}_C \cdot (h_5 - h_x) = \dot{m}_{FT} \cdot h_{lv} \quad (II.2)$$

Se sabe que  $T_y = T_1 = T_{sat}$  y únicamente quedaría calcular la temperatura en el punto x, y comprobar que esta es superior a la temperatura en el punto y.

$$T_x = T_6 + \frac{\dot{Q}_{EA}}{\dot{m}_C \cdot cp} \quad (II.3)$$

A continuación se calculan los coeficientes de convección y globales de transferencia de calor en las dos zonas:

### Zona A – Lado tubos:

Las propiedades se calculan a la temperatura media entre  $T_6$  y  $T_x$ , y se utilizan las correlaciones de flujo interno sin cambio de fase para calcular el coeficiente de convección en dicha zona.

$$Nu = 0,023 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{\frac{1}{3}} \quad (II.4)$$

$$h_{tA} = \frac{k_{tA} \cdot Nu}{d_i} \quad (II.5)$$

### Zona A – Lado carcasa:

Las propiedades se calculan a la temperatura media entre  $T_4$  y  $T_y$ , y se utilizan las correlaciones de Kern para calcular el coeficiente de convección.

$$N_{tubosA} = \frac{\dot{m}_C}{\rho_{tA} \cdot u_m \cdot \pi \cdot \frac{d_i^2}{4}} \quad (II.6)$$

$$D_{sA} = \sqrt{\frac{4 \cdot \sqrt{3} \cdot p_t^2 \cdot N_{tubos}}{2 \cdot \pi \cdot 0,99}} \quad (II.7)$$

$$Nu = 0,36 \cdot Re^{0,55} \cdot Pr^{\frac{1}{3}} \quad (II.8)$$

$$h_{sA} = \frac{k_{sA} \cdot Nu}{d_e} \quad (II.9)$$

Zona B – Lado tubos:

Las propiedades se calculan a la temperatura media entre  $T_5$  y  $T_x$ , y se utilizan las correlaciones de Dittus-Boelter para calcular el coeficiente de convección en dicha zona.

$$Nu = 0,023 \cdot Re^{\frac{4}{5}} \cdot Pr^{0,3} \quad (II.10)$$

$$h_{tB} = \frac{k_{tB} \cdot Nu}{d_i} \quad (II.11)$$

Zona B – Lado carcasa:

Las propiedades se calculan a la temperatura  $T_y$ , y se utilizan las correlaciones necesarias para calcular el coeficiente de convección.

$$N_{tubosA} = \frac{\dot{m}_C}{\rho_{tB} \cdot u_m \cdot \pi \cdot \frac{d_i^2}{4}} \quad (II.12)$$

$$D_{sA} = \sqrt{\frac{4 \cdot \sqrt{3} \cdot p_t^2 \cdot N_{tubos}}{2 \cdot \pi \cdot 0,99}} \quad (II.13)$$

$$Nu = [0,5 \cdot (1 + 0,35)] \cdot [0,8 \cdot Re^{0,6821} + 0,7 \cdot Re^{0,1772}] \cdot Pr^{\frac{1}{3}} \quad (II.14)$$

$$h_{sB} = \frac{k_{sB} \cdot Nu}{d_e} \quad (II.15)$$

Sustituyendo en (II.16), se obtiene el coeficiente global de transferencia de calor en cada zona

$$U_E = \frac{1}{\left[ \left( \frac{1}{h_s \cdot d_e} + \frac{Rf_s}{d_e} \right) + \frac{\ln\left(\frac{d_e}{d_i}\right)}{2 \cdot k_t} + \left( \frac{1}{h_t \cdot d_i} + \frac{Rf_t}{d_i} \right) \right]} \cdot \frac{1}{d_e} \quad (II.16)$$

Finalmente, calculando previamente los incrementos de temperaturas logarítmicos, se hallan la longitud de cada zona y la longitud total del evaporador

$$(\Delta T_m)_{EA} = \frac{(T_x - T_y) - (T_6 - T_4)}{\ln \left( \frac{T_x - T_y}{T_6 - T_4} \right)} \quad (II.17)$$

$$(\Delta T_m)_{EB} = \frac{(T_5 - T_1) - (T_x - T_y)}{\ln \left( \frac{T_5 - T_1}{T_x - T_y} \right)} \quad (II.18)$$

$$A_{EA} = \frac{\dot{Q}_{EA}}{(\Delta T_m)_{EA} \cdot U_{EA}} \quad (II.19)$$

$$A_{EB} = \frac{\dot{Q}_{EB}}{(\Delta T_m)_{EB} \cdot U_{EB}} \quad (II.20)$$

$$L_{EA} = \frac{A_{EA}}{\pi \cdot d_e \cdot N_{tubosA}} \quad (II.21)$$

$$L_{EB} = \frac{A_{EB}}{\pi \cdot d_e \cdot N_{tubosB}} \quad (II.22)$$

$$L_E = L_{EA} + L_{EB} \quad (II.23)$$

El número de tubos y el diámetro de la carcasa del evaporador serán los máximos entre la zona A y la zona B.

La pérdida de carga en cada zona puede calcularse de la siguiente forma

$$f = (0,79 \cdot \ln Re - 1,64)^{-2} \quad (II.24)$$

$$\Delta P = f \cdot \frac{L}{d_i} \cdot \rho \cdot \frac{u_m^2}{2} \quad (II.25)$$

$$\Delta P_E = \Delta P_{EA} + \Delta P_{EB} \quad (II.26)$$

## ANEXO III: Correlaciones necesarias para el diseño del condensador

A continuación se procede a realizar un cálculo estimado del dimensionamiento del condensador de superficie necesario en la planta de energía maremotérmica propuesta.

Realizando un balance de energía se puede comprobar que el calor total que absorbe el agua fría captada del fondo marino es igual al calor cedido por el vapor de amoníaco procedente de la turbina.

$$\dot{Q}_C = \dot{m}_F \cdot (h_8 - h_7) = \dot{m}_{FT} \cdot h_{lv} \cdot x_2 \quad (III.1)$$

Calculando previamente el incremento de temperaturas logarítmico medio en el condensador, se obtiene el término  $U_c \cdot A_c$

$$(\Delta T_m)_c = \frac{(T_8 - T_7)}{\ln \left( \frac{T_2 - T_7}{T_2 - T_8} \right)} \quad (III.2)$$

$$U_c \cdot A_c = \frac{\dot{Q}_c}{(\Delta T_m)_c} \quad (III.3)$$

Se establece previamente un diámetro exterior de los tubos de 24 mm y galga 25. Con estos datos, y sabiendo que el material de dichos tubos es acero inoxidable, se comprueban en la tabla 17 el espesor y en la tabla 18 el factor de corrección  $F_m$ .

BWG (galga)	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
espesor (mm)	2,769	2,413	2,108	1,829	1,651	1,473	1,245	1,067	0,889	0,813	0,711	0,635	0,559	0,508

Tabla 17. Espesor de los tubos en función de la galga.

Material/Galga	25	24	23	22	20	18	16	14	12
Admiralty Metal	1,03	1,03	1,02	1,02	1,01	1	0,98	0,96	0,93
Arsenical Copper	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,02	1,01	1	0,98
Copper Iron 194	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,02	1,01	1
Aluminium Brass	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	0,99	0,97	0,95	0,92
Aluminium Bronze	1,02	1,02	0,01	1,01	1	0,98	0,96	0,93	0,89
90-10 Cu-Ni	1	0,99	0,99	0,98	0,96	0,93	0,89	0,85	0,8
70-30 Cu-Ni	0,97	0,97	0,96	0,95	0,92	0,88	0,83	0,78	0,71
Cold rolled Carbon Steel	1	1	0,99	0,98	0,97	0,93	0,89	0,85	0,8
Stainless Steel 304/316	0,91	0,9	0,88	0,86	0,82	0,75	0,69	0,62	0,54
Titanium	0,95	0,94	0,92	0,91	0,88	0,82	0,77	0,71	0,63
UNS N08367	0,9	0,89	0,87	0,85	0,81	0,74	0,67	0,6	0,52
UNS S43035	0,95	0,94	0,92	0,91	0,88	0,82	0,77	0,71	0,63
UNS S44735	0,93	0,91	0,9	0,88	0,85	0,78	0,72	0,65	0,57
UNS S44660	0,93	0,91	0,9	0,88	0,85	0,78	0,72	0,65	0,57

Tabla 18. Factor de corrección  $F_m$  en función de la galga.



$$Espesor = 0,508 \text{ mm} \quad F_m = 0,91$$

Con todos los datos se calcula en primer lugar el coeficiente limpio (III.4) y posteriormente el coeficiente de transferencia de calor (III.5).

$$U_{cl} = 2,7 \cdot u_m^{0,5} \cdot [0,5707 + (0,0274 \cdot T_7) - (0,00036 \cdot T_7^2)] \cdot F_m \quad (III.4)$$

$$U_c = \left( \frac{d_e \cdot R''_{tf}}{d_i} + \frac{1}{U_{cl}} \right)^{-1} \quad (III.5)$$

El área de transferencia de calor del condensador será

$$A_c = \frac{U_c \cdot A_c}{U_c} \quad (III.6)$$

Finalmente se calculan el número de tubos del condensador (III.7), la longitud de este (III.8) y el diámetro exterior de la carcasa (III.9).

$$N_{tubos} = \frac{2 \cdot \dot{m}_F}{\rho \cdot u_m \cdot \pi \cdot \frac{d_i^2}{4}} \quad (III.7)$$

$$L_c = \frac{A_c}{\pi \cdot d_e \cdot N_{tubos}} \quad (III.8)$$

$$D_s = \sqrt{\frac{4 \cdot \sqrt{3} \cdot p_t^2 \cdot N_{tubos}}{2 \cdot \pi \cdot 0,99}} \quad (III.9)$$

En relación a la pérdida de carga en el condensador, utilizando las correlaciones necesarias, se calcula de la siguiente forma.

$$f = 4 \cdot (1,58 \cdot \ln Re - 3,28)^{-2} \quad (III.10)$$

$$\Delta P = \left( 1,5 + f \cdot \frac{2 \cdot L_c + 15 \cdot d_i}{d_i} \right) \cdot \rho \cdot \frac{u_m^2}{2} \quad (III.11)$$

## Referencias

- [1] International Energy Agency, “OES—Ocean Energy Systems”, 2008. [En línea]. Disponible en: <https://www.ocean-energy-systems.org/>.
- [2] “Pelamís, la serpiente marina robótica que proporciona energía eléctrica”, *Diario ecología*. [En línea]. Disponible en: <http://diarioecologia.com/pelamis-la-serpiente-marina-robotica-que-proporciona-energia-electrica>
- [3] J. Alcázar, “Energía de las corrientes marinas, ¿Una energía de futuro?”, *MundoTecnía*, 2014.
- [4] J. Verne, *Veinte mil leguas de viaje submarino*. París, 1869.
- [5] G. Claude, “Power from the Tropical Seas”, *Mechanical Engineering*, vol. 52, n.º 12, 1930.
- [6] T. Mitsui et al., “Outline of 100 kW OTEC Pilot Plant at the Republic of Nauru”, *IEEE Transactions on Power Systems and Apparatus*, 1983.
- [7] J.A. Carta González, R. Calero Pérez, A. Colmenar Santos y M.A. Castro Gil, “Centrales de la energía maremotérmica”, en *Centrales de energías renovables*. Madrid: Pearson Educación S.A., 2009, 653-680.
- [8] J.A. Martí, T.J. Plocek y M.A. Laboy, “Implementación comercial de la conversión de la energía océano termal: Aspectos ambientales e implicaciones socio económicas”
- [9] M. Faizal y M. Rafiuddin Ahmed, “On the ocean heat budget and ocean thermal energy conversion”, *International Journal of Energy Research*, vol. 35, n.º 13, pp. 1119-1144, jul. 2011. [En línea]. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.1002/er.1885>.
- [10] Alfa Laval (NE). “A Mexican resort hotel stays cool thanks to heat exchanger technology”, 2016. [En línea]. Disponible en: [www.alfalaval.com](http://www.alfalaval.com)
- [11] M. Bernal Francisco, “Estudio técnico y económico de una planta OTEC y sus usos secundarios en México”, Tesis doctoral, Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F., 2016. [En línea]. Disponible en: [www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/11214](http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/11214)
- [12] C.H. Kostors y S.P. Vicent, “Ammonia Turbine Design for Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) Plants”, *Jornal of Solar Energy Engineering*, vol. 103, n.º2, pp. 92-97, 1981. [En línea]. Disponible en: <http://solarenergyengineering.asmedigitalcollection.asme.org/article.aspx?articleid=1453734>
- [13] C. Bernardoni, “Techno-economic analysis of closed OTEC cycled for power generation”, Tesis doctoral, Universidad Politécnica de Milán, Italia, 2016. [En línea]. Disponible en: <https://www.politesi.polimi.it/handle/10589/124361>

- [14] “Ocean thermal energy conversion (OTEC). Pilot plants”, U.S. Department of Energy, California, 1981.
- [15] J.A. Martí, M.A. Laboy y O.E. Ruiz, “Viabilidad de la conversión de energía océano termal (OTEC) para la producción de energía renovable y agua potable en países en desarrollo”, presentada en XXXII Congreso Interamericano de Ingeniería Sanitaria y Ambiental, República Dominicana, 7-11 nov., 2010. [En línea]. Disponible en: [www.offinf.com/OIAAIDISPaper2010.pdf](http://www.offinf.com/OIAAIDISPaper2010.pdf)
- [16] Gobierno de Puerto Rico, “Portal oficial del gobierno de Puerto Rico”. [En línea]. Disponible en: [www.pr.gov/](http://www.pr.gov/).
- [17] Wikipedia, “Maunabo”. [En línea]. Disponible en: <https://es.wikipedia.org/wiki/Maunabo>
- [18] “AEE – Autoridad de Energía Eléctrica”. [En línea]. Disponible en: [https://www2.aeepr.com/Aeees/sistema\\_electrico.asp](https://www2.aeepr.com/Aeees/sistema_electrico.asp)
- [19] “La sequía provoca la extensión del racionamiento de agua en el este de Puerto Rico”, EFE, San Juan, jul. 2015. [En línea]. Disponible en: <https://www.efe.com/efe/america/portada/la-sequia-provoca-extension-del-racionamiento-de-agua-en-el-este-puerto-rico/20000064-2674807#>
- [20] NASA, “Goddard Institute for Space Studies”. [En línea]. Disponible en: <https://data.giss.nasa.gov/cgi-bin/o18data/geto18.cgi>
- [21] A.R. Romero Moya, “Evaluación del potencia maremotérmico en costa norte y sur del estado de Veracruz”, Tesis doctoral, Universidad Veracruzana, Veracruz, 2013. [En línea]. Disponible en: <http://cdigital.uv.mx/handle/123456789/41979>
- [22] R.A. Soto Avello, “Aumento de eficiencia de centrales termoeléctricas y nucleares usando energía océano térmica”, Tesis doctoral, Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, Santiago de Chile, 2012. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.uc.cl/handle/11534/1416>
- [23] H. Uehara y Y. Ikegami, “Optimization of a closed cycle OTEC system”, *ASME Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 112, pp. 247-256, 1990.
- [24] “The Linde Group”. [En línea]. Disponible en: [http://www.abellolinde.es/es/products\\_and\\_supply/refrigerants/natural\\_refrigerants/r717\\_ammonia/index.html](http://www.abellolinde.es/es/products_and_supply/refrigerants/natural_refrigerants/r717_ammonia/index.html)
- [25] “The Linde Group”. [En línea]. Disponible en: [http://www.abellolinde.es/es/products\\_and\\_supply/refrigerants/natural\\_refrigerants/r717\\_ammonia/index.html](http://www.abellolinde.es/es/products_and_supply/refrigerants/natural_refrigerants/r717_ammonia/index.html)
- [26] J. Gut y J. Pinto, “Modeling of plate heat exchangers with generalized configurations”, *International Journal of Heat and Mass Transfer*, vol. 47, 2003.

- [27] L.A. Vega, "Ocean Thermal Energy Conversion Primer", *Marine Technology Society Journal*, vol. 6, n.º4, pp. 25-35, 2003.
- [28] "Westinghouse Electric Corporation". [En línea]. Disponible en: <http://westinghouse.com/>
- [29] Siemens, "Turbinas de vapor industriales", 2009. [En línea]. Disponible en: [https://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/steam-turbines/downloads/E50001-W410-A101-V3-7800\\_ST%20Broschuere\\_SP\\_LR.pdf](https://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/steam-turbines/downloads/E50001-W410-A101-V3-7800_ST%20Broschuere_SP_LR.pdf)
- [30] BZB, "Catálogo general de bombas y válvulas". [En línea]. Disponible en: [www.bzbelectromec.com.ar/pdf2/cen\\_ind.pdf](http://www.bzbelectromec.com.ar/pdf2/cen_ind.pdf)
- [31] C.R. Upshaw, "Thermodynamic and economic feasibility analysis of a 20 MW Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC) power plant", 2012.
- [32] Lockheed Martin, "NAVFAC ocean thermal energy conversion project, configuration report and development plant for 2,5 MW OTEC mini-spar pilot plant", Manassas, 2011.
- [33] C.F. Garza Cuevas, "Propuesta de diseño de un vaporizador para una planta OTEC de 1 MWe", Tesis doctoral, Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F., 2016. [En línea]. Disponible en: [www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/10852](http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/10852)
- [34] L.A. Vega, "First Generation 50 MW OTEC Plantship for the Production of Electricity and Desalinated Water", presentada en Offshore Technology Conference, Texas, 3-6 my., 2010.
- [35] T. Nakaoka y H. Uehara, "Development and prospective of Ocean Thermal Energy Conversion and Spray Flash Evaporator Desalination", *Saga University*, Japón, 2005.
- [36] C. Haslego y G. Polley, "Designing Plate and Frame heat exchangers", *Parte I Chemical Eng.Prog.*, 2002.
- [37] H. Kumar, "The plate heat exchanger. Construction and design", *Institute of Chemical Engineering Symposium Series*, 1984.
- [38] E. O'Neill, J. Colucci y A. Irizarry, "Opciones energéticas sostenibles para Puerto Rico", *Memorial Explicativo en Reacción al Proyecto del Senado 866*, Universidad de Puerto Rico-Mayagüez.